



Universidad
Carlos III de Madrid

PROYECTO FIN DE GRADO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

“ANÁLISIS Y CÁLCULO DE UN SISTEMA DE TUBERÍAS DE UNA PLANTA PETROQUÍMICA”

AUTOR: BRUNO GUTIÉRREZ GÓMEZ

TUTORA: DÑA. BEATRIZ LÓPEZ BOADA

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

LEGANÉS, JULIO 2014



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 JUSTIFICACIÓN Y DEFINICIÓN DEL PROYECTO	11
1.2 ESTRUCTURA DEL PROYECTO	12
2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍAS	13
2.1 MATERIALES	13
2.2 MÉTODOS DE UNIÓN	14
2.3 ACCESORIOS	16
2.4 ISOMÉTRICO DE TUBERÍAS.....	17
2.5 DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS (P&ID)	18
3. ESTUDIO DE LA COLUMNA DE DESTILACIÓN.....	19
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	19
3.2 NORMATIVA APLICABLE	21
3.2.1 ORÍGENES DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1	22
3.2.2 USO EN EL TERRITORIO ESPAÑOL DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1	22
3.2.3 ESTRUCTURA DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1	22
3.2.4 RESTRICCIONES DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1	23
3.3 GEOMETRÍAS PRINCIPALES DE UN RECIPIENTE A PRESIÓN	24
3.3.1 VIROLA CILÍNDRICA	24
3.3.2 CABEZALES.....	25
3.3.2.1 CABEZALES PLANOS.....	25
3.3.2.2 CABEZALES CONFORMADOS	25
3.3.3 REDUCCIONES CÓNICAS.....	26
3.3.4 TUBULADURAS	26
3.3.5 APOYOS	27
3.3.5.1 CUNAS	27
3.3.5.2 MÉNSULAS.....	27
3.3.5.3 PATAS	27
3.3.5.4 FALDONES.....	27
3.4 CONSIDERACIONES PREVIAS AL CÁLCULO	29
3.4.1 PRESIONES.....	29
3.4.2 TEMPERATURAS	31
3.4.3 ESFUERZO MÁXIMO PERMITIDO EN EL MATERIAL	31



3.4.4	SOBRE-ESPESORES DE CÁLCULO	31
3.4.5	EFICIENCIA DE LA JUNTA SOLDADA.....	32
3.5	CÁLCULO DE UN RECIPIENTE VERTICAL	33
3.5.1	CÁLCULO POR PRESIÓN INTERNA	33
3.5.2	CÁLCULO POR PESO PROPIO	34
3.5.3	CÁLCULO POR PRESIÓN DEL VIENTO.....	35
3.5.4	CÁLCULO POR SISMO	35
3.5.5	CÁLCULO POR VIBRACIONES	36
3.5.6	CÁLCULO DE LA DEFLEXIÓN MÁXIMA	37
3.5.7	CÁLCULO DE ESFUERZOS COMBINADOS.....	37
3.6	CÁLCULO DE LA DILATACIÓN DE LA COLUMNA	38
3.6.1	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	38
3.6.2	CÁLCULO DEL PERFIL DE TEMPERATURA	40
3.6.3	CÁLCULO DE LA EXPANSIÓN DE LA COLUMNA	44
4.	ANÁLISIS DE STRESS.....	45
4.1	NORMAS Y CÓDIGOS.....	45
4.2	ESFUERZOS EN TUBERÍAS	47
4.2.1	ESFUERZOS SOSTENIDOS O PRIMARIOS.....	47
4.2.2	ESFUERZOS POR EXPANSIÓN O SECUNDARIOS.....	48
4.2.3	ESFUERZOS OCASIONALES O TERCARIOS.....	51
4.3	CATEGORIZACIÓN DE LAS TUBERÍAS.....	53
4.3.1	CATEGORÍA I.....	53
4.3.2	CATEGORÍA II.....	54
4.3.3	CATEGORÍA III.....	54
4.3.4	CATEGORÍA IV.....	55
4.4	MÉTODOS DE ESTUDIO	56
4.4.1	MÉTODOS COMPUTERIZADOS	56
4.4.2	MÉTODOS MANUALES	56
4.4.2.1	MÉTODO SIMPLE DEL ASME B 31.3.....	56
4.4.2.2	MÉTODO DEL GUIDED CANTILEVER	57
4.4.2.3	MÉTODO QUI TRUONG	58
4.4.3	EJEMPLOS DE CÁLCULOS MANUALES	59
4.4.3.1	ENUNCIADO.....	59
4.4.3.2	RESOLUCIÓN POR EL MÉTODO SIMPLE DEL ASME B 31.3	60



4.4.3.3	RESOLUCIÓN POR EL MÉTODO QUI TRUONG	61
4.5	ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TUBERÍAS.....	62
4.5.1	RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN	62
4.5.2	ASIGNACIÓN DE LAS CATEGORÍAS	62
4.5.3	DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS A ANALIZAR	62
4.5.4	REALIZACIÓN DEL ISOMÉTRICO DE FLEXIBILIDAD.....	62
4.5.5	COLOCACIÓN DE RESTRICCIONES	63
4.5.6	ANÁLISIS ESTÁTICO.....	63
4.5.6.1	ESFUERZOS SOSTENIDOS.....	63
4.5.6.2	ESFUERZOS POR EXPANSIÓN.....	64
4.5.6.3	ESFUERZOS OCASIONALES	64
4.5.6.4	CARGAS EN LAS RESTRICCIONES	65
4.5.6.5	CARGAS EN TOBERAS DE EQUIPOS	65
4.5.6.6	DESPLAZAMIENTOS	65
4.6	CRITERIOS DE SOPORTADO	66
4.6.1	CRITERIOS GENERALES	66
4.6.2	SEPARACIÓN ENTRE SOPORTES	67
5.	ESTUDIO DE LA LÍNEA	69
5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	69
5.2	RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN	70
5.3	CONDICIONES DE CONTORNO	72
5.4	CÁLCULO DE LA LÍNEA	72
5.4.1	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.....	72
5.4.2	CASOS DE CARGA ESTUDIADOS.....	74
5.4.3	RESULTADOS	76
5.4.3.1	DESPLAZAMIENTOS	76
5.4.3.2	CARGAS EN LAS RESTRICCIONES	81
5.4.3.3	TENSIONES EN LOS ELEMENTOS	97
5.5	COMPROBACIÓN DE LOS RESULTADOS	100
5.5.1	DESPLAZAMIENTOS	100
5.5.2	CARGAS EN LAS RESTRICCIONES	101
5.5.3	TENSIONES EN LOS ELEMENTOS	102



6. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	103
6.1 CONCLUSIONES	103
6.2 TRABAJOS FUTUROS.....	103
7. PRESUPUESTO.....	105
8. REFERENCIAS	106
9. ANEXOS.....	107
9.1 PLANOS DEL EQUIPO	107
9.2 DIAGRAMAS DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS (P&ID'S).....	108
9.3 LISTA DE LÍNEAS	109
9.4 ISOMÉTRICOS DE DISEÑO.....	110
9.5 ISOMÉTRICOS DE STRESS	111
9.6 REPRESENTACIÓN DE RESTRICCIONES	112



INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Planta petroquímica	10
Figura 2.1. Schedule de tubería.....	13
Figura 2.2. Bridas.....	15
Figura 2.3. Accesorios para derivaciones	16
Figura 2.4. <i>Miscellaneous</i>	17
Figura 2.5. Válvulas	17
Figura 3.1. Columna de destilación atmosférica	19
Figura 3.2. Perfil de temperatura y bandejas interiores de una columna	21
Figura 3.3. Cabezales conformados	26
Figura 3.4. Eficiencia de las juntas	32
Figura 3.5. Cálculo de los componentes de un recipiente debido a la presión interna	33
Figura 3.6. Determinación del factor de corrección por Método Kellogg	40
Figura 3.7. <i>Fever chart</i> de la columna de destilación.....	43
Figura 4.1. Nomenclatura de momentos según ASME	50
Figura 4.2. Gráfica de factor de fatiga según ASME B31.3.....	51
Figura 4.3. Gráfico de categorización de tuberías.....	55
Figura 4.4. Método Guided Cantilever.....	58
Figura 4.5. Enunciado ejemplo.....	59
Figura 4.6. Coeficiente de dilatación térmica lineal acero A106 Gr. B.....	60
Figura 5.1. Vista general de la línea	69
Figura 5.2. Línea en Caesar II.....	70
Figura 5.3. Cargas máximas en toberas de equipos.....	71
Figura 5.4. Interfaz Caesar II.....	73
Figura 5.5. Desplazamiento Nodos 460 y 600.....	100
Figura 5.6. Esfuerzo en Nodo 530	102



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Líneas de salida columna de destilación.....	39
Tabla 3.2. Datos de faldón de soporte de la columna	41
Tabla 3.3. Temperatura de los tramos de la columna	42
Tabla 3.4. Dilatación de la columna	44
Tabla 5.1. Codificación Caesar II.....	74
Tabla 5.2. Casos de carga CAESAR II.....	75
Tabla 5.3. Desplazamientos máximos Nodos 10-180	76
Tabla 5.4. Desplazamientos máximos Nodos 190-290	77
Tabla 5.5. Desplazamientos máximos Nodos 300-660	78
Tabla 5.6. Desplazamientos máximos Nodos 670-10500	79
Tabla 5.7. Desplazamientos máximos Nodos 10510-14200	80
Tabla 5.8. Cargas Nodo 10.....	81
Tabla 5.9. Cargas Nodo 100.....	81
Tabla 5.10. Cargas Nodo 350.....	82
Tabla 5.11. Cargas Nodo 360.....	82
Tabla 5.12. Cargas Nodo 370.....	83
Tabla 5.13. Cargas Nodo 380	83
Tabla 5.14. Cargas Nodo 470.....	84
Tabla 5.15. Cargas Nodo 480.....	84
Tabla 5.16. Cargas Nodo 490.....	85
Tabla 5.17. Cargas Nodo 500.....	85
Tabla 5.18. Cargas Nodo 510.....	86
Tabla 5.19. Cargas Nodo 520.....	86
Tabla 5.20. Cargas Nodo 610.....	87
Tabla 5.21. Cargas Nodo 620.....	87
Tabla 5.22. Cargas Nodo 630.....	88
Tabla 5.23. Cargas Nodo 640.....	88
Tabla 5.24. Cargas Nodo 650.....	89
Tabla 5.25. Cargas Nodo 720.....	89
Tabla 5.26. Cargas Nodo 730.....	90
Tabla 5.27. Cargas Nodo 740.....	90
Tabla 5.28. Cargas Nodo 750.....	91
Tabla 5.29. Cargas Nodo 760.....	91
Tabla 5.30. Cargas Nodo 1700.....	92
Tabla 5.31. Cargas Nodo 2200.....	92
Tabla 5.32. Cargas Nodo 4102.....	93
Tabla 5.33. Cargas Nodo 4104.....	93
Tabla 5.34. Cargas Nodo 4200.....	94
Tabla 5.35. Cargas Nodo 4400.....	94
Tabla 5.36. Cargas Nodo 6100.....	95
Tabla 5.37. Cargas Nodo 9100.....	95
Tabla 5.38. Cargas Nodo 9150.....	96



Tabla 5.39. Cargas Nodo 13100.....	96
Tabla 5.40. Cargas Nodo 14100.....	97
Tabla 5.41. Esfuerzos máximos Caso 1.....	97
Tabla 5.42. Esfuerzos máximos Caso 4.....	98
Tabla 5.43. Esfuerzos máximos Caso 5.....	98
Tabla 5.44. Esfuerzos máximos Caso 10.....	98
Tabla 5.45. Esfuerzos máximos Caso 11.....	98
Tabla 5.46. Esfuerzos máximos Caso 12.....	99
Tabla 5.47. Esfuerzos máximos Caso 13.....	99
Tabla 5.48. Esfuerzos máximos Caso 14.....	99
Tabla 5.49. Esfuerzos máximos Caso 15.....	99
Tabla 7.1. Presupuesto.....	105

1. INTRODUCCIÓN

El presente Proyecto Fin de Grado se adentra en la especialidad de la ingeniería mecánica dedicada al análisis tensional y de flexibilidad de un sistema de tuberías, incluyendo el estudio de un caso real.

Los sistemas de tuberías son el elemento de conexión entre los distintos equipos presentes en las plantas industriales y sirven de medio de transporte para los diferentes fluidos que intervienen en el proceso para la obtención del producto final. Éstos son de especial importancia en plantas dedicadas al sector petroquímico o del refino como se aprecia en la figura 1.1.



Figura 1.1. Planta petroquímica

El análisis de Stress o análisis de flexibilidad, es la disciplina de la ingeniería que se encarga de calcular los esfuerzos que sufre un sistema de tuberías.

Mediante éste cálculo, se asegura el buen funcionamiento del proceso, evitando fugas y pérdidas que condicionen el rendimiento de la planta y evitando accidentes con riesgo para el personal presente en la instalación.



Del análisis de Stress, se obtienen los datos necesarios para realizar la suportación de la línea, cómo son las restricciones necesarias, su localización, las cargas que sufrirán los soportes empleados y también determinará los esfuerzos que dicho sistema de tuberías transmite a las toberas de los equipos a los cuales está conectado.

Esta especialidad de la ingeniería está relacionado con disciplinas muy distintas entre sí. Se relaciona, entre otras, con la ingeniería de materiales, con la mecánica de medios continuos, con la oleohidráulica o con la ingeniería química puesto que en dichos sistemas de tuberías se transportan fluidos con unas condiciones de fase (líquido o gas), presión o temperatura determinada.

1.1 JUSTIFICACIÓN Y DEFINICIÓN DEL PROYECTO

El crecimiento del número de plantas petroquímicas en el mundo y la presencia de miles de tuberías en este tipo de complejos, hace que el análisis de esfuerzos de estos sistemas de tuberías, sea una rama de la ingeniería muy demandada en la actualidad.

El presente proyecto tiene como principal objetivo la realización del análisis de la dilatación de una gran columna de destilación presente en una refinería y del análisis de Stress de la línea crítica que sale de la parte alta de la misma.

Dicha tubería que presenta problemas singulares ya que es solidaria con la propia columna, sometidas a los desplazamientos térmicos de la misma y a los desplazamientos sísmicos y del viento.

Los soportes de esta tubería han de ser capaces de admitir cargas que llegan a ser muy importantes y es necesario recurrir al diseño de soportes elásticos, como muelles de carga variable, muelles de carga constante o amortiguadores.

El análisis y soportado de esta tubería, que presenta una alta temperatura y unos grandes desplazamientos, es una tarea compleja que tiene que realizarse con el objetivo final de cumplir con el Código y de ser económicamente asumible.



1.2 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

La organización del proyecto se divide en capítulos. En el presente se realiza una introducción al tema principal del proyecto para facilitar el seguimiento del mismo.

En el capítulo 2, se exponen los conceptos necesarios para entender los sistemas de tuberías, los materiales, accesorios, métodos de unión, etc. y se describe la documentación que se emplea en este campo de la ingeniería.

En el capítulo 3, se exponen los conceptos necesarios para entender el análisis de Stress. Aparece la información de los tipos de esfuerzos que soportan los sistemas de tuberías, la normativa aplicable y los principales conocimientos para un buen análisis.

El capítulo 4 se centra en lo relativo al recipiente a presión. Se describe brevemente el proceso que ocurre en su interior, la normativa que le aplica, las consideraciones que hay que tener en cuenta para el diseño de estos recipientes a presión y se analiza la dilatación térmica que sufre debido al perfil de temperatura que se genera en su interior por los requerimientos del proceso.

En el capítulo 5 se realiza el análisis de flexibilidad de la línea que sale de la parte superior de la columna, considerando la expansión térmica sufrida por el recipiente a presión, presentándose un informe con los resultados y garantizando el cumplimiento del código.

A continuación, en el capítulo 6, se expone una conclusión final del presente proyecto y las futuras líneas de trabajo. El capítulo 7 muestra un presupuesto acorde al salario por convenio colectivo del sector para un ingeniero, contabilizando el número de horas invertidas en la realización del proyecto y sumando diversos gastos como la licencia del programa de cálculo empleado.

Mientras que el capítulo 8 corresponde a las referencias consultadas y en el capítulo 9 se aporta los anexos correspondientes, como los diagramas de proceso, los planos del recipiente a presión y las isométricas de la línea analizada.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍAS

Para entender los sistemas de tuberías presentes en las plantas industriales es necesario conocer los materiales normalmente empleados, los accesorios que forman estos sistemas y cuáles son los métodos de unión entre ellos en función de las condiciones de trabajo de la línea.

Es vital conocer con qué documentos se trabaja y qué información se encuentra en cada uno de ellos, siendo los más importantes los diagramas de tuberías e instrumentos (P&ID's) y los isométricos, con los que se construyen los sistemas de tuberías.

2.1 MATERIALES

Tanto los materiales como el método de unión entre tuberías y los accesorios empleados dependen de las condiciones de operación.

Las tuberías se caracterizan por su diámetro nominal y su "Schedule" que es el término utilizado que determina el espesor de pared en función del diámetro. Este espesor vendrá determinado por las condiciones de presión y temperatura de la línea. Así de esta manera, cómo se observa en la Figura 2.1 un mismo diámetro de tubería tiene distintos espesores de pared.

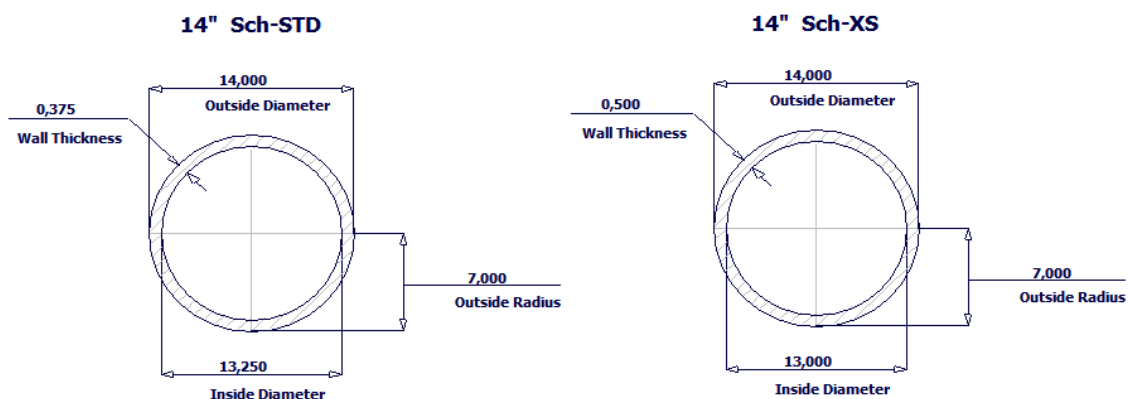


Figura 2.1. Schedule de tubería



Los materiales usados principalmente para los sistemas de tuberías vienen definidos por las normas ASTM donde se especifica la composición química, las propiedades mecánicas de los materiales y el proceso de fabricación entre otras propiedades. Los aceros empleados en tuberías se clasifican en:

- Aceros al Carbono; como el A53, A106, Api 5L, etc.
- Aceros de baja aleación resistentes a altas temperatura como el P11, P22, etc. a los que se le añaden pequeñas cantidades de Cr-Mo y otros elementos.
- Aceros de media aleación con mayor resistencia que los anteriores como por ejemplo el P91.
- Aceros inoxidables austeníticos, como el acero inoxidable 18-8 conocido como 304.

En los sistemas de tuberías de plantas petroquímicas el material más utilizado es el acero al carbono en sus diferentes grados y composiciones.

2.2 MÉTODOS DE UNIÓN

Para unir tuberías o accesorios entre sí, se dispone de varios procedimientos. Los principales sistemas de unión son:

- **Con accesorios roscados:** Utilizados para tubería menor de 2" sin especial responsabilidad, su principal característica es que la unión es desmontable aunque existe la posibilidad de fugas en la unión.
- **Con accesorios "socket-weld" (SW):** Llamados de soldadura a enchufe, también son utilizados para tubería de pequeño diámetro, menor de 2". La ventaja respecto a la unión roscada es que asegura la ausencia de fugas.
- **Soldadura a tope "butt-weld" (BW):** Para todo tipo de unión tubería-tubería o tubería-accesorio. Utilizada en líneas de gran diámetro y con condiciones altas de presión y temperatura. Garantiza la continuidad del material.
- **Unión bridada:** Se emplea para unir tuberías a válvulas, tuberías a toberas de equipos o en aquellos puntos, de ciertas líneas, dónde mediante esta unión, se puede disponer de un punto para facilitar el desmontaje de cualquier elemento que lo precise.

La unión se realiza soldando una brida a cada extremo de la tubería situando una junta entre caras y uniendo ambas bridas mediante pernos. La cara de las bridas puede ser o bien plana o bien de cara resaltada.

Estas bridas, que se muestran en la figura 2.2, se rigen bajo la norma ASME B16.5, y existen diversos tipos, las más utilizadas para las tuberías de acero en plantas de proceso son:

- **Brida de cuello (*Welding Neck*):** En la actualidad es la más empleada. El cuello se bisela para unirse a la tubería mediante soldadura a tope. Se emplea para condiciones severas, alta presión y temperatura.
- **Brida lisa (*Slip on*):** Se unen a la tubería mediante soldadura interna o de sellado y otra externa de refuerzo. Se utilizan para líneas con presión y temperatura moderadas.
- **Brida loca (*Lap Joint*):** Se utiliza para conectar líneas donde se prevea un frecuente desmontaje con condiciones de trabajo poco rigurosas. La característica principal es que no va soldada a la tubería ni está en contacto con el fluido.
- **Brida roscada:** Se emplean para diámetros pequeños de tuberías. Soportan presiones aceptables pero no son adecuadas para servicios que impliquen fatiga térmica. Su uso no es frecuente por problemas de fugas.
- **Brida de enchufe:** La tubería se asienta en un rebaje interior de la brida. Se utiliza frecuentemente para tuberías de diámetro menor de 2 1/2" con condiciones de presión y temperatura moderadas. Se prefieren a las roscadas por motivos de estanqueidad.
- **Brida ciega:** Se emplean para cerrar extremos bridados que ocasionalmente se quieran destapar para mantenimiento, limpieza o en previsión de futuras conexiones.



Figura 2.2. Bridas

2.3 ACCESORIOS

Los accesorios de los sistemas de tuberías se pueden clasificar según su tipo de unión, como se describe en el punto anterior, o según su utilización. Existen accesorios de:

- **Cambio de dirección:** Codos de radio largo (45° , 90° , 180°), codos de radio corto (90° , 180°), codos mitrados, codos de ángulos especiales (ej: $22,5^\circ$) o curvas.
- **Accesorios en línea**
 - **Reductores:** Se utiliza para cambiar el diámetro de la tubería, existen concéntricos excéntricos.
 - **Manguito o medio manguito:** Se utilizan principalmente para unir dos tuberías de pequeño diámetro.
 - **Cap:** Tapa que se utiliza para cerrar el final de una línea.
 - **Swages:** Accesorio que se emplea para conectar una tubería “BW” a una tubería de menor tamaño roscada o “SW”.
- **Accesorios para derivaciones:** Se emplean para cambiar de dirección (Ver figura 2.3), los más comunes son:
 - **“T” y “T” reductora**
 - **“Olets”:**
 - **Weldolets, Sockolets, Thredolets:** Empleados para derivaciones a 90° dependiendo del método de unión (BW, SW, Roscado).
 - **Elbolets:** Utilizados para realizar derivaciones en un codo de forma tangencial.
 - **Latrolet:** Empleados para derivaciones a 45° .
 - **Sweepolet:** Usados para derivaciones a 90° con condiciones severas de presión y temperatura.



Figura 2.3. Accesorios para derivaciones

- **“Miscellaneous”:** Existen otros elementos que no se pueden clasificar en ninguno de los grupos anteriores y se trata de elementos como purgadores, filtros o figuras en 8, elemento doble que según la posición hace el efecto de una brida ciega o deja pasar totalmente el fluido (Ver figura 2.4).



Figura 2.4. Miscellaneous

Las válvulas son otro de los elementos principales. Las hay de muchos tipos dependiendo del tipo de unión (BW, SW, roscada o bridada), del tipo de actuador (manual, neumático o motorizado) o dependiendo del uso al que se destina (Interrupción, regulación, Antirretorno o seguridad).

Las más empleadas son la válvula de compuerta, la válvula de globo, la válvula antirretorno y la válvula de seguridad y alivio que se abre o se cierra en función de si la presión supera la presión de tarado de la misma (Ver figura 2.5).

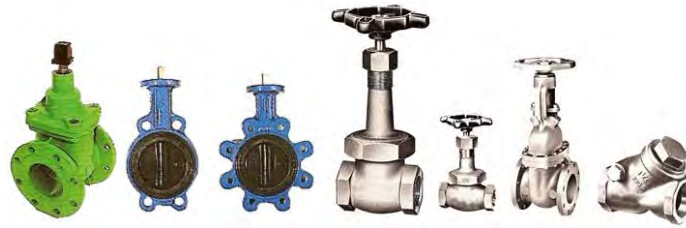


Figura 2.5. Válvulas

2.4 ISOMÉTRICO DE TUBERÍAS

Un isométrico de tuberías es una representación en dos dimensiones de un sistema de tuberías que contiene la información necesaria para su fabricación.

En él se encuentran las coordenadas y dimensiones necesarias, la lista de materiales, las condiciones de la línea cómo: presión y temperatura de diseño y de operación, código de fluido, aislamiento utilizado y las notas necesarias para su construcción.

Éstos isométricos de diseño se entregan al departamento de *Stress* dónde se incluyen los soportes necesarios.



2.5 DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS (P&ID)

El diagrama de tuberías e instrumentos (P&ID) es la representación esquemática de la interconexión de los sistemas de tuberías y los distintos equipos. Estos diagramas contienen toda la información necesaria para el desarrollo de la ingeniería de detalle de las tuberías y de la instrumentación de la planta.

En él se encuentran las tuberías con el diámetro y la especificación del material, los instrumentos necesarios para medir las condiciones del proceso, la dirección del flujo, los accesorios como reductores, las válvulas y las dimensiones necesarias para el buen funcionamiento de la planta como la distancia de un tanque al suelo o la distancia mínima necesaria entre un instrumento de medida y un cambio de dirección o un accesorio.

3. ESTUDIO DE LA COLUMNA DE DESTILACIÓN

Para el posterior análisis de *Stress* de la línea que sale de la columna, es necesario realizar un estudio del equipo del que sale, describiendo el proceso que se produce en su interior y determinando los desplazamientos de la misma para introducirlas como condición de contorno para el cálculo de la línea.

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Una columna de destilación atmosférica o torre de fraccionamiento es el lugar donde se realiza la destilación del petróleo.

El objetivo es extraer los hidrocarburos presentes naturalmente en el crudo por destilación, sin afectar la estructura molecular de los componentes.

En las unidades de destilación atmosférica, el objetivo es obtener combustibles terminados y cortes de hidrocarburos que serán procesados en otras unidades, para convertirlos en combustibles más valiosos cómo se muestra en la figura 3.1.

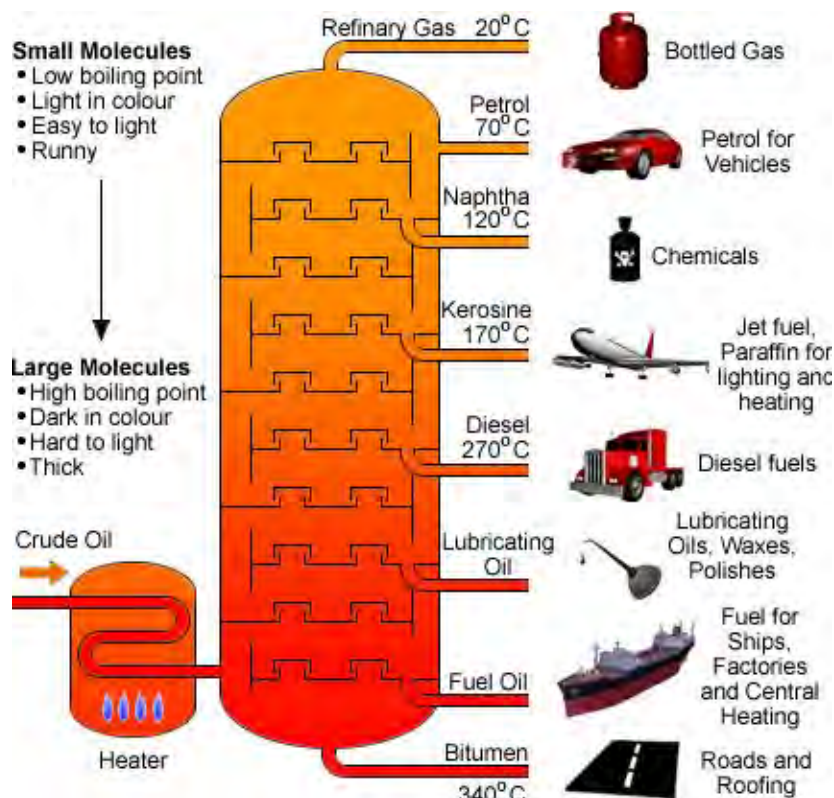


Figura 3.1. Columna de destilación atmosférica



La destilación o fraccionamiento del crudo es una operación que permite separar cortes o combustibles de una mezcla compleja de hidrocarburos, como lo es el petróleo. El principio físico en el que se basa el proceso es la diferencia de volatilidad de los componentes, por tal motivo en las columnas fraccionadoras se adecuan las condiciones termodinámicas para obtener los combustibles perfectamente especificados.

El fraccionamiento del crudo se completa en dos etapas, en primer lugar se procesa en unidades de destilación atmosférica o *Topping*, donde la presión de trabajo es típicamente 1 Kg/cm². Los combustibles obtenidos por este fraccionamiento son enviados a tanques de despacho o como carga de otras unidades que completan su refinado.

Gran parte del crudo procesado en los *Topping* no se vaporiza, ya que para lograrlo sería necesario elevar la temperatura de trabajo sobre el umbral de descomposición térmica.

Por tal motivo este residuo atmosférico, denominado crudo reducido, se bombea a la unidad de Vacío, donde se baja la presión lo que permite destilarlo a mayores temperaturas sin descomponer la estructura molecular.

Para que se produzca la separación o fraccionamiento, se debe alcanzar el equilibrio entre las fases líquido-vapor, ya que de esta manera los componentes más livianos o de menor peso molecular se concentran en la fase vapor y por el contrario los de mayor peso molecular predominan en la fase líquida, en definitiva se aprovecha las diferencias de volatilidad de los hidrocarburos.

El equilibrio líquido-vapor, depende principalmente de los parámetros termodinámicos, presión y temperatura del sistema. Las unidades se diseñan para que se produzcan estos equilibrios en forma controlada y durante el tiempo necesario para obtener los combustibles especificados.

Básicamente el proceso consiste en vaporizar los hidrocarburos del crudo y luego condensarlos en cortes definidos. Modificando fundamentalmente la temperatura, a lo largo de la columna fraccionadora. Este perfil de temperatura que se genera en la columna se observa en la figura 3.2.

La columna posee bandejas o platos donde se produce el equilibrio entre los vapores que ascienden y los líquidos descendentes. En puntos o alturas exactamente calculadas existen platos colectores desde lo que se extraen los combustibles destilados.

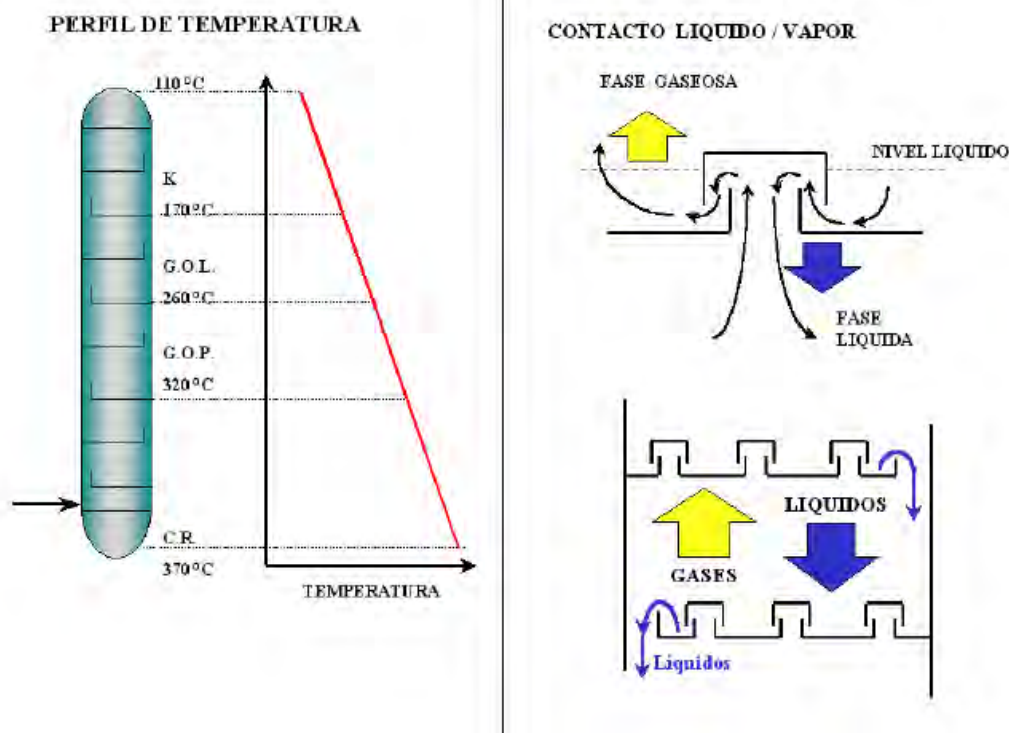


Figura 3.2. Perfil de temperatura y bandejas interiores de una columna

La diferencia fundamental entre las unidades de *Topping* y Vacío es la presión de trabajo. Esto permite destilar hidrocarburos de alto peso molecular que se descompondrían o craquearían térmicamente si las condiciones operativas normales del *Topping* fuesen sobrepasadas.

3.2 NORMATIVA APLICABLE

En las plantas industriales como las refinerías ó centrales térmicas se utiliza el Código ASME para el diseño de dichos recipientes a presión. La sección que corresponde para un fraccionador de una planta petroquímica es la Sección VIII, Div. I [4] para recipientes a presión no nucleares.



3.2.1 ORÍGENES DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1

A principios del siglo XX y finales del anterior, no existía ningún criterio a la hora de diseñar calderas y recipientes a presión. Como consecuencia de esto, en Norte América se produjeron unas 10000 explosiones en calderas entre los años 1870 y 1910. A partir de 1910 la media de explosiones por año pasó a ser 1400.

Tal cantidad de accidentes hicieron que surgieran duras críticas por parte de la opinión pública y se exigieron medidas para remediar dicho tipo de accidentes. Estas protestas tuvieron sus frutos en 1911 al producirse la creación del *"Boiler Code Committee"* dentro de *"The American Society of Mechanical Engineering"* (ASME) que elaboró un Código sobre Calderas, publicado en 1915 y posteriormente incorporado a las leyes de los EEUU y Canadá. Desde entonces ASME ha seguido progresando y ampliando sus códigos, entre los cuales se encuentra el relacionado con el cálculo y diseño de Recipientes a Presión, regulado en la Sección VIII División 1 de su código.

3.2.2 USO EN EL TERRITORIO ESPAÑOL DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1

En el año 1997 aparece en la Unión Europea la Directiva de Aparatos a Presión (Directiva 97/23/CE) que fue transpuesta en España por el Real Decreto 769/1999 y que es de obligado cumplimiento desde el 29 de Mayo de 2002. El código ASME Sec. VIII Div 1 [4] es uno de los métodos de cálculo que el Ministerio de Ciencia y Tecnología acepta como válido para asegurar el cumplimiento de dicha normativa, siendo necesario incluir los cálculos justificativos necesarios dentro de la documentación exigida para la legalización de un recipiente a presión.

3.2.3 ESTRUCTURA DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1

La División 1ª está compuesta por tres subsecciones, y apéndices (que pueden ser de cumplimiento obligatorio o no). A continuación, se describe de forma resumida la estructura organizativa de esta División del código:

- **Subsección A. Requerimientos generales**
 - **Parte UG:** Requerimientos generales para todos los métodos de construcción y todos los materiales.



- **Subsección B. Métodos de fabricación**

- **Parte UW:** Depósitos fabricados por soldadura.
- **Parte UF:** Depósitos fabricados por forja.
- **Parte UB:** Depósitos fabricados por soldadura fuerte (latón).

- **Subsección C. Tipo de materiales**

- **Parte UCS:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en aceros al carbono y de baja aleación.
- **Parte UNF:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en materiales no ferrosos.
- **Parte UHA:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en aceros altamente aleados.
- **Parte UCI:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en hierro fundido.
- **Parte UCL:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en materiales de *Cladding* (*integral* y *overlay*).
- **Parte UCD:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en acero dúctil.
- **Parte UHT:** Requisitos para recipientes a presión fabricados en acero ferrítico con propiedades mejoradas por tratamiento térmico.
- **Parte ULW:** Requisitos para recipientes a presión fabricados por capas de metal (*layered*).
- **Parte ULT:** Reglas alternativas para depósitos a presión fabricados por fabricados con materiales que tengan altos valores de tensión admisible a baja temperatura.

3.2.4 RESTRICCIONES DEL CÓDIGO ASME SEC. VIII DIV. 1

No estarán dentro del ámbito de cálculo del código los equipos que presenten alguna de las siguientes características:

- Depósitos con presión interna de diseño mayor de 3000 psi (211 Kg/cm²).
- Recipientes menores de 6 pulgadas (15.2 cm) de diámetro.
- Recipientes sujetos a presión interna o externa menor de 15 psi (1.05 Kg/cm²).
- Depósitos o recipientes que tengan elementos principales móviles, razón por la cual se excluyen del alcance del mismo las bombas, compresores, turbinas y cualquier equipo que tenga elementos principales móviles.



- Calentadores tubulares sujetos a la acción directa del fuego.
- Recipientes a presión que son parte integral de componentes de sistemas de tuberías.
- Sistemas de tuberías y sus componentes.
- Recipientes para menos de 120 galones (454.3 litros) de capacidad de agua, que utilizan aire como elemento originador de presión.
- Para recipientes contruidos en acero al carbón, el espesor mínimo será de 3/32" (2.38 mm), independientemente de su uso. Para algunos usos particulares, se especifican espesores mínimos diferentes.
- Tanques que suministran agua caliente bajo las siguientes características:
 - Suministro de calor no mayor de 200.000 Btu/h (58.600 W).
 - Temperatura del agua de 210 °F (99 °C).
 - Capacidad de 120 galones (454.3 litros).

3.3 GEOMETRÍAS PRINCIPALES DE UN RECIPIENTE A PRESIÓN

A la hora de realizar los cálculos en un recipiente a presión se distinguen varias zonas:

3.3.1 VIROLA CILÍNDRICA

Se llaman virolas a los cilindros que forman el cuerpo de un recipiente. Así pues, una virola vendrá definida por un diámetro, una longitud y un espesor. Lo habitual es que el diámetro y la longitud se definan por los requisitos del proceso, y se tenga que calcular el espesor.

Las chapas que se utilizan para la fabricación de los recipientes, tienen unos formatos máximos, limitados por las dimensiones para su transporte y por la anchura de los laminadores con que se fabrican. Esto hace que las virolas, puedan estar formadas por una serie de cilindros unidos entre sí, y a su vez, cada uno de los cilindros estar formado uniendo varias chapas. Esto genera una serie de costuras de soldadura a lo largo del cilindro, que llamaremos soldaduras longitudinales y otras soldaduras, las de unión de los diversos cilindros entre sí, que denominaremos soldaduras circunferenciales.



3.3.2 CABEZALES

Los cabezales o fondos son las tapas que cierran la carcasa. Normalmente son bombeados, existiendo una gran diversidad de tipos entre ellos, y como excepción existen los fondos cónicos y planos, de muy reducida utilización.

Todos estos fondos se realizan a partir de chapa, a la que mediante estampación se le da la forma deseada, salvo el caso de fondos cónicos y planos.

En todos los fondos se realiza la transición de una figura bombeada a una cilíndrica, que es la cubierta; esta línea de transición, denominada justamente línea de tangencia, está sometida a grandes tensiones axiales que se traducen en fuertes tensiones locales, y éste es el punto más débil del recipiente; por esta razón no es aconsejable realizar la soldadura de unión fondo-cubierta a lo largo de esta línea. Los tipos de cabezales más usuales son:

3.3.2.1 CABEZALES PLANOS

Consistentes en una chapa plana soldada directamente a la cubierta. Su utilización es muy escasa por presentar una sección muy poco resistente a la presión, por lo que requiere grandes espesores. Estos fondos son muy utilizados en grandes tanques de almacenamiento atmosférico (tipo API) en plantas petroquímicas.

3.3.2.2 CABEZALES CONFORMADOS

Son fondos con uno o dos radios de curvatura que por su geometría soportan mejor los esfuerzos generados por la presión interna o externa. Estos fondos suelen ser de media/alta y de baja presión.

Hay una gran variedad de fondos conformados (Ver figura 3.3), los más usuales son: Los semiesféricos, torisféricos, elipsoidales, cónicos y cónicos rebordeados.

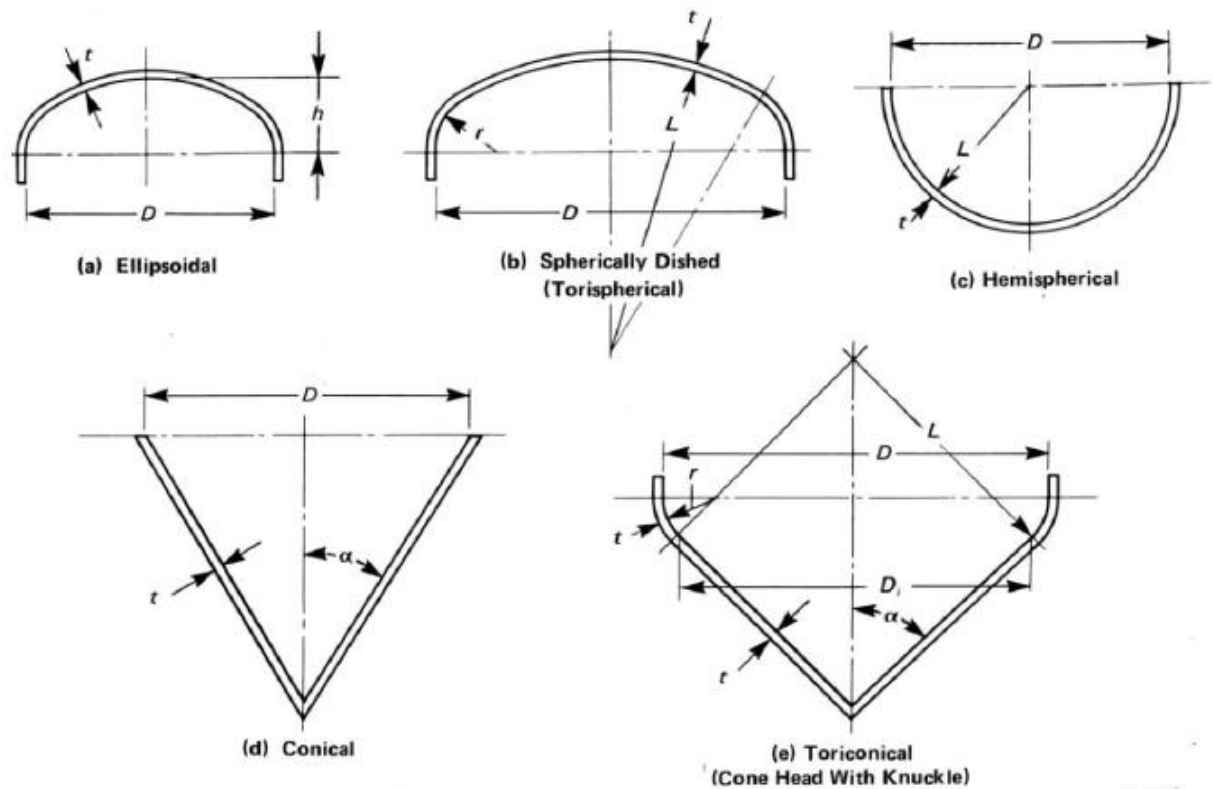


Figura 3.3. Cabezales conformados

3.3.3 REDUCCIONES CÓNICAS

En ocasiones, por requerimientos del proceso, se reducen las secciones de virola mediante formas cónicas. Estos conos pueden acabar a ambos lados en arista viva o bien en un radio de acuerdo y una pestaña cilíndrica para unión a tope con otra pieza (similar a los fondos conformados).

3.3.4 TUBULADURAS

Se utilizan para las conexiones de las tuberías de entrada y de salida de productos, para la conexión de aparatos de medida y control y para la inspección interior del depósito.

Constan de un tubo que puede ser comercial o fabricado a partir de chapa que soldamos por un lado al cuerpo o al fondo, y al otro a una brida que puede ser comercial o mecanizada según las necesidades.



3.3.5 APOYOS

Los equipos a presión se pueden sustentar de diversas maneras, dependiendo de su ubicación y posición de trabajo. Podemos clasificar los apoyos en:

3.3.5.1 CUNAS

Se utilizarán para depósitos que trabajan en posición horizontal. El número de cunas a utilizar dependerá de la relación del diámetro y longitud del aparato. Normalmente, los depósitos horizontales se diseñan con dos cunas apoyadas sobre el suelo. Una de ellas irá anclada al suelo y la otra libre para permitir la dilatación longitudinal del depósito.

3.3.5.2 MÉNSULAS

Se utilizarán para depósitos que trabajan en posición vertical y se apoyan sobre estructuras normalmente metálicas. El número de ménsulas a utilizar dependerá del diámetro y peso del aparato. Las ménsulas se anclarán a la estructura soporte mediante tornillos.

3.3.5.3 PATAS

Se utilizarán para depósitos que trabajan en posición vertical apoyados en el suelo. El número de patas a utilizar dependerá del diámetro y peso del aparato. Este sistema se suele utilizar para depósitos de peso pequeño o moderado.

3.3.5.4 FALDONES

Se utilizarán para depósitos que trabajan en posición vertical apoyados en el suelo. Este sistema se suele utilizar para depósitos esbeltos, con elevadas cargas de viento y/o sismo.



Con este tipo de apoyo la carga se reparte uniformemente a lo largo del perímetro de la circunferencia de soldadura, evitando concentraciones de esfuerzos en la envolvente y disminuyendo la presión transmitida al suelo.

Si la presión transmitida sobre el suelo es muy grande, se realiza un faldón cónico que aumenta el tamaño de esta.

Para evitar momentos debidos al peso del recipiente se debe realizar el faldón de forma que su diámetro medio coincida con el diámetro medio de la cubierta.

Este tipo de apoyo es el más utilizado para torres, reactores y recipientes de tamaño medio y grande.

Al diseñar los faldones debe tener en cuenta que ha de incluirse un acceso a su interior y unas ventilaciones para evitar la acumulación de gases en su parte interna.



3.4 CONSIDERACIONES PREVIAS AL CÁLCULO

El cálculo mecánico de un recipiente consiste básicamente, en determinar los espesores de las diferentes partes que lo constituye, tomando como datos de partida la forma del equipo, sus dimensiones, el material utilizado, las condiciones de presión y temperatura, las cargas debidas al viento y sismo, el peso específico del fluido y la reglamentación que debe cumplir el diseño del recipiente.

A continuación se desgranar los conceptos previos a conocer antes de iniciar el cálculo de un recipiente a presión por el código ASME VIII división 1 [4].

3.4.1 PRESIONES

El código considera que hay varios tipos de presiones y dependiendo del cálculo emplea una u otra. Las divide en:

- **Presión de Operación:** Se entiende como la presión de trabajo del recipiente, y es la presión manométrica a la cual estará sometido el equipo en condiciones de operación normal.
- **Presión interna de Diseño:** Esta presión tiene que ser siempre superior a la de operación. A pesar de que el código ASME no da un valor de presión interna, se recomienda que exceda en:
 - 30 psi (2,1 bar) a la presión de diseño para presiones de operación menores de 21 bar.
 - un 10% a la presión de diseño para presiones de operación mayores de 21 bar, aunque normalmente el porcentaje usado es del 15%.

A la hora de valorar la presión de diseño, se tendrá en cuenta la carga estática del fluido interior.

- **Presión externa de Diseño:** Cuando se trate de presión externa, según la norma UG-28 (f) del código ASME VIII, los recipientes se diseñarán para una presión externa máxima de 1 bar o de un 25% más de la presión externa máxima de trabajo, el valor que sea menor.

Cuando la temperatura de diseño del depósito sea de -20 F (-28,8°C), la presión de diseño se determinará con la norma UCS-66 (c) (2) o la norma UHA-51 (b) para evitar la necesidad de una prueba de impacto.



- **Prueba hidráulica para presión interna:** Los recipientes que se diseñen a presión interna, se someterán a una prueba hidrostática interna mínima de 1,43 veces la presión de diseño, o bien, 1,25 veces la presión de diseño multiplicada por relación entre el valor de la tensión máxima admisible del material a temperatura de prueba y la tensión máxima admisible del material a temperatura de diseño la mayor de las dos. Se puede pactar con el cliente una presión de prueba diferente, siempre que no sea menor de la indicada anteriormente, según marca la norma UG-99(b).
- **Prueba hidráulica para presión externa:** Los recipientes que se diseñen a presión externa, se someterán a una prueba hidrostática o neumática interna de 1,3 veces la diferencia entre la presión atmosférica normal y la presión interna absoluta mínima de diseño, según marca la norma UG-99(f).
- **Presión prueba neumática:** Cuando no sea posible la realización de una prueba hidráulica, se puede sustituir por una prueba neumática. La presión de prueba neumática interna mínima será igual a 1,1 veces la presión de diseño, multiplicada por relación entre el valor de la tensión máxima admisible del material a temperatura de prueba y la tensión máxima admisible del material a temperatura de diseño.
- **Presión de trabajo máxima permisible:** La **MAWP** (*Maximum Allowable Working Pressure*), es la presión máxima a la que se puede someter un recipiente, en condiciones de operación, suponiendo que está:
 - En condiciones después de haber sido corroído.
 - Bajo los efectos de la temperatura de diseño.
 - En la posición normal de operación.
 - Bajo los efectos de otras cargas, tales como fuerza debida al viento, presión hidrostática, etc., cuyos efectos deben agregarse a las ocasionadas por la presión interna.



3.4.2 TEMPERATURAS

El código considera que hay varios tipos de temperaturas, dependiendo del cálculo emplea una u otra. Las divide en:

- **Temperatura de operación:** Se entiende como la temperatura de trabajo del recipiente, y es la temperatura a la cual estará sometido el equipo en condiciones de operación normal.
- **Temperatura de diseño máxima:** La temperatura de diseño máxima, será siempre igual o superior a la temperatura de metal esperada en condiciones de operación.
- **Temperatura de diseño mínima:** La **MDMT** (*Minimum Design Metal Temperature*), temperatura mínima de diseño del metal, será siempre la temperatura de metal más baja esperada en condiciones de operación. Cuando un material es sometido a bajas temperaturas, se puede dar una rotura del mismo por fragilidad. El material, debe ser capaz de soportarla sin rotura frágil.

3.4.3 ESFUERZO MÁXIMO PERMITIDO EN EL MATERIAL

Para determinar el esfuerzo admisible del material el código lo establece para:

- **Para presión interior:** Es el valor máximo al que podemos someter un material que forma parte de un recipiente a presión en condiciones normales de operación. Su valor es aproximadamente el 25% del esfuerzo último a la tensión del material en cuestión.
- **Para presión exterior:** Es el valor máximo al que podemos someter un material que forma parte de un recipiente a presión en condiciones normales de operación. Su valor será el factor B determinado por la norma UG-23 (b) (2).

3.4.4 SOBRE-ESPESORES DE CÁLCULO

Para el cálculo de los espesores de los recipientes a presión no sólo se considera los esfuerzos a los que está sometido sino que se consideran los siguientes sobre-espesores:

- **De Corrosión:** A la hora de asumir el espesor de fabricación, hay que tener en cuenta que, a lo largo de la vida útil del mismo, puede ir perdiendo espesor de pared debido a la corrosión por efectos de la climatología, o bien por ataque químico del producto contenido.

Para aumentar la vida útil del depósito, se le añade al espesor calculado para soportar los esfuerzos de cálculo, un sobre-espesor que corrija esta pérdida de pared del recipiente.

- **De Laminación:** En los fondos conformados, en la zona del rebordo, se produce una pérdida de espesor por desplazamiento del material (laminación) durante el proceso de fabricación. Por esto, a la hora de asumir el espesor de fabricación de un fondo conformado, habrá que añadir ese espesor perdido que suele ser un 10% del espesor calculado.

3.4.5 EFICIENCIA DE LA JUNTA SOLDADA

Se puede definir como el grado de fiabilidad que se puede tener de las soldaduras. El esfuerzo en la costura circunferencial rige solamente cuando la eficiencia en la costura circunferencial es menor que la mitad de la eficiencia en la junta longitudinal, o cuando además de la presión interna, actúan sobre la junta cargas adicionales, como el viento, sismo, etc.

En la figura 3.4 se muestra la eficiencia de la junta tanto en costuras longitudinales como circunferenciales para una soldadura estándar de un recipiente a presión.

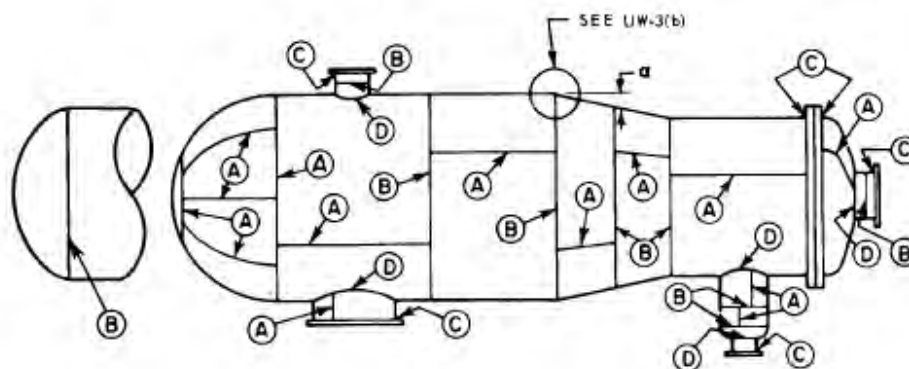


TABLE UW-12
MAXIMUM ALLOWABLE JOINT EFFICIENCIES^{1,2} FOR ARC AND GAS WELDED JOINTS

Joint Description	Limitations	Joint Category	Degree of Radiographic Examination		
			(a) Full ³	(b) Spot ³	(c) None
Butt joints as attained by double-welding or by other means which will obtain the same quality of deposited weld metal on the inside and outside weld surfaces to agree with the requirements of UW-35. Welds using metal backing strips which remain in place are excluded.	None	A, B, C, & D	1.00	0.85	0.70

Figura 3.4. Eficiencia de las juntas

3.5 CÁLCULO DE UN RECIPIENTE VERTICAL

Un recipiente a presión vertical es, como su nombre indica, un depósito donde el cuerpo está situado en posición vertical, quedando los fondos en la parte superior e inferior del mismo. Para efectuar un buen diseño en recipientes cilíndricos verticales, es necesario realizar los siguientes cálculos.

3.5.1 CÁLCULO POR PRESIÓN INTERNA

Para efectuar el cálculo de un recipiente cilíndrico vertical a presión interna, se aplican las fórmulas que se detallan en la figura 3.5 para cada una de las partes que lo componen, con la salvedad de que, en el caso de estos recipientes con una altura determinada, se debe sumar a la presión de diseño, la presión generada por la altura de líquido en el recipiente (presión hidrostática).

Si el peso específico del producto es menor que el del agua, se usará el peso específico del agua para calcular la presión hidrostática del producto.

Para calcular el espesor del cuerpo, se debe considerar que la presión será distinta a diferentes alturas.

Part	Stress Formula	Thickness, t		Pressure, P		Stress, S	
		I.D.	O.D.	I.D.	O.D.	I.D.	O.D.
Shell							
Longitudinal [1, Section UG-27(c)(2)]	$\sigma_x = \frac{PR_m}{0.2t}$	$\frac{PR_i}{2SE + 0.4P}$	$\frac{PR_o}{2SE + 1.4P}$	$\frac{2SEt}{R_i - 0.4t}$	$\frac{2SEt}{R_o - 1.4t}$	$\frac{P(R_i - 0.4t)}{2Et}$	$\frac{P(R_o - 1.4t)}{2Et}$
Circumferential [1, Section UG-27(c)(1); Section 1-1(a)(1)]	$\sigma_\phi = \frac{PR_m}{t}$	$\frac{PR_i}{SE - 0.6P}$	$\frac{PR_o}{SE + 0.4P}$	$\frac{SEt}{R_i + 0.6t}$	$\frac{SEt}{R_o - 0.4t}$	$\frac{P(R_i + 0.6t)}{Et}$	$\frac{P(R_o - 0.4t)}{Et}$
Heads							
Hemi sphere [1, Section 1-1(a)(2); Section UG-27(d)]	$\sigma_x = \sigma_\phi = \frac{PR_m}{2t}$	$\frac{PR_i}{2SE - 0.2P}$	$\frac{PR_o}{2SE + 0.8P}$	$\frac{2SEt}{R_i + 0.2t}$	$\frac{2SEt}{R_o - 0.8t}$	$\frac{P(R_i + 0.2t)}{2Et}$	$\frac{P(R_o - 0.8t)}{2Et}$
Ellipsoidal [1, Section 1-4(c)]	See Procedure 2-2	$\frac{PD_i K}{2SE - 0.2P}$	$\frac{PD_o K}{2SE + 2P(K - 0.1)}$	$\frac{2SEt}{KD_i + 0.2t}$	$\frac{2SEt}{KD_o - 2t(K - 0.1)}$	See Procedure 2-2	
2:1 S.E. [1, Section UG-32(d)]	*	$\frac{PD_i}{2SE - 0.2P}$	$\frac{PD_o}{2SE + 1.8P}$	$\frac{2SEt}{D_i + 0.2t}$	$\frac{2SEt}{D_o - 1.8t}$	*	
100%–6% Torispherical [1, Section UG-32(e)]	*	$\frac{0.885PL_i}{SE - 0.1P}$	$\frac{0.885PL_o}{SE + 0.8P}$	$\frac{SEt}{0.885L_i + 0.1t}$	$\frac{SEt}{0.885L_o - 0.8t}$	*	
Torispherical $L/r < 16.66$ [1, Section 1-4(d)]	*	$\frac{PL_i M}{2SE - 0.2P}$	$\frac{PL_o M}{2SE + P(M - 0.2)}$	$\frac{2SEt}{L_i M + 0.2t}$	$\frac{2SEt}{L_o M - t(M - 0.2)}$	*	
Cone							
Longitudinal	$\sigma_x = \frac{PR_m}{2t \cos \alpha}$	$\frac{PD_i}{4 \cos \alpha (SE + 0.4P)}$	$\frac{PD_o}{4 \cos \alpha (SE + 1.4P)}$	$\frac{4SEt \cos \alpha}{D_i - 0.8t \cos \alpha}$	$\frac{4SEt \cos \alpha}{D_o - 2.8t \cos \alpha}$	$\frac{P(D_i - 0.8t \cos \alpha)}{4Et \cos \alpha}$	$\frac{P(D_o - 2.8t \cos \alpha)}{4Et \cos \alpha}$
Circumferential [1, Section 1-4(e); Section UG-32(g)]	$\sigma_\phi = \frac{PR_m}{t \cos \alpha}$	$\frac{PD_i}{2 \cos \alpha (SE - 0.6P)}$	$\frac{PD_o}{2 \cos \alpha (SE + 0.4P)}$	$\frac{2SEt \cos \alpha}{D_i + 1.2t \cos \alpha}$	$\frac{2SEt \cos \alpha}{D_o - 0.8t \cos \alpha}$	$\frac{P(D_i + 1.2t \cos \alpha)}{2Et \cos \alpha}$	$\frac{P(D_o - 0.8t \cos \alpha)}{2Et \cos \alpha}$

Figura 3.5. Cálculo de los componentes de un recipiente debido a la presión interna



3.5.2 CÁLCULO POR PESO PROPIO

El peso del recipiente produce únicamente esfuerzos a compresión cuando no existen cargas excéntricas y la fuerza resultante coincide con el eje del recipiente. Deberá ser calculado para usarse en la combinación de esfuerzos y deberán hacerse las siguientes consideraciones:

- **Peso de Erección:** En el cálculo del peso de erección, se incluyen todas las partes que componen el depósito a la hora del montaje del mismo, como son: cuerpo, cabezales, bandejas y accesorios internos, aislamiento, apoyos y la soldadura que se suele estimar en un 6% del peso del equipo.
- **Peso de Operación:** El peso de operación deberá incluir el peso de erección más el peso del líquido que va a contener el recipiente. Así mismo, deberá incluir plataformas, escaleras, tuberías y varios.
- **Peso de prueba hidráulica:** En el peso de prueba hidráulica, además de considerar el peso de erección, incluidas plataformas, escaleras, tuberías y varios, se le añade el peso del agua que se utiliza para efectuar la prueba hidráulica del depósito.

Una vez calculado el peso del recipiente para las tres condiciones anteriores (erección, operación y prueba hidráulica), se calcula el esfuerzo de compresión que supone el peso propio del equipo mediante la ecuación siguiente:

$$S = \frac{W}{c \cdot t}$$

Siendo:

- | | |
|----------|---|
| S | Esfuerzo de compresión producido por el peso propio del recipiente [MPa]. |
| W | Peso del recipiente [N]. |
| c | Perímetro del faldón medido en el diámetro medio [mm]. |
| t | Espesor del faldón [mm]. |



3.5.3 CÁLCULO POR PRESIÓN DEL VIENTO

El código ASME no especifica el procedimiento para el diseño de recipientes sometidos a cargas de viento. Sin embargo, en el párrafo UG-22 donde se habla de las cargas, se indica el viento y el sismo como cargas que deben ser consideradas. Así mismo, cada país tiene unos requisitos o normas para analizar las cargas que genera el viento sobre un recipiente.

En los depósitos verticales, especialmente en los que alcanzan alturas considerables, como columnas de destilación, el efecto de la presión del viento sobre la superficie proyectada del depósito suele ser decisivo en el espesor final.

El momento de flexión debido a la presión del viento es máximo en la costura inferior y decrece a medida que nos acercamos a la parte superior de la torre, donde su valor es cero.

Para el caso de España, se obtiene la Presión dinámica del viento del Documento Básico: “SE-AE (Seguridad estructural). Acciones en la edificación. Acción del viento”.

3.5.4 CÁLCULO POR SISMO

A la hora de efectuar el cálculo por sismo, se realizan las siguientes consideraciones: El efecto del sismo sobre un depósito se traduce en un esfuerzo cortante que actúa horizontalmente en la base del depósito. Se supone que de la fuerza horizontal total (V), una parte (F_t) se aplica en la parte superior del depósito. El resto ($V - F_t$), se distribuye a lo largo del depósito hasta llegar a la base.

El esquema de cargas, sería una carga triangular máxima en la parte superior del depósito y que sería igual a cero en la base del depósito.

Se obtiene el valor de esa fuerza horizontal, función del peso del depósito lleno y del coeficiente sísmico correspondiente. Este coeficiente sísmico, en el caso de España, se obtiene siguiendo la “Norma EAE Instrucción de Acero Estructural” que nos remite a la “Norma de Construcción Sismoresistente: parte general y edificación NCSE-02”.



3.5.5 CÁLCULO POR VIBRACIONES

Como resultado de la presión del viento, las torres altas vibran. El periodo de vibración se debe limitar ya que los periodos de vibración largos, pueden producir fallo por fatiga.

El periodo de vibración permitido se calculará en base a la flexión máxima permitida en el depósito. En la mayoría de los casos no se da el fenómeno de vibración armónica, ya que en la propia instalación del depósito, se suelen instalar las plataformas, escaleras de acceso, tuberías de conexión, etc. que impiden que se produzca este fenómeno.

Para que no se produzca el fallo por fatiga, el periodo de vibración máximo que se da por viento o sismo (**T**) tiene que ser menor que el valor máximo del periodo de vibración permitido en este tipo de recipientes (**T_a**):

$$T = \left(\frac{2\pi}{3,53} \right) \left(\frac{wH^4}{EIg} \right)^{0.5} < T_a = 0,8 \left(\frac{WH}{Vg} \right)^{0.5}$$

Siendo:

- w** Peso de la torre por metro de altura [Kg/m].
- W** Peso total de la torre [Kg].
- H** Altura total de la torre incluyendo el faldón [m].
- E** Modulo de elasticidad del material [Kg/m²]
- I** Momento de inercia de la sección de la torre = $\pi R^3 t$ [m⁴].
- R** Radio de la torre [m].
- V** Fuerza cortante en la base por sismo o viento [Kg].
- g** Aceleración de la gravedad [m/s²].



3.5.6 CÁLCULO DE LA DEFLEXIÓN MÁXIMA

El recipiente cilíndrico vertical se calcula como una viga empotrada y su flecha máxima nunca deberá ser mayor de 6 in por cada 100 ft de altura (150 mm cada 30 m de altura). La flecha máxima se calcula usando la ecuación para una viga empotrada con carga uniformemente variable.

3.5.7 CÁLCULO DE ESFUERZOS COMBINADOS

Los esfuerzos producidos por las cargas anteriormente descritas, deberán analizarse en conjunto con el fin de definir claramente el esfuerzo neto a que está sujeto un recipiente cilíndrico vertical.

El Código ASME Sección VIII División 1 [4], recomienda que al calcular un recipiente cilíndrico vertical por presión de viento y por sismo, se considere únicamente el mayor de ellos, ya que generalmente nunca se presentan ambos simultáneamente.



3.6 CÁLCULO DE LA DILATACIÓN DE LA COLUMNA

Para realizar el análisis de flexibilidad de la línea que sale de la cabeza de la columna, el primer paso es conocer la dilatación del recipiente para introducir este dato como condición de contorno en el anclaje de la línea.

Para el cálculo de esta dilatación, se realiza un estudio del perfil de temperatura de la columna (*Fever Chart*). Para ello se tienen en cuenta la temperatura de las líneas de salida de la torre.

3.6.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para la realización de este estudio la información se obtiene del plano constructivo del equipo, de los *P&ID*'s del proceso, de la lista de líneas y de las especificaciones del proyecto.

Del plano constructivo de la columna se extrae la información de los datos geométricos del equipo como altura, altura de faldón y espesores en cada tramo, tipo de aislamiento y datos de la situación de las toberas de las tuberías de entrada y salida de la torre.

Mediante el *P&ID* se obtiene el nombre de las líneas que entran y salen del equipo para posteriormente obtener, de la lista de líneas, las temperaturas de operación y diseño.

Para conocer datos como la temperatura ambiente, es necesario referirse a las especificaciones del proyecto.

En la tabla 3.1 se muestran las tuberías de salida de la torre, en la que se describen de que tobera salen a qué elevación de la torre están, qué número de línea y que diámetro tienen y lo más importante la temperatura tanto de operación como de diseño que tienen esas tuberías.



TOBERA	Nº DE LÍNEA	ELEVACIÓN	T (Operación / Diseño) [°C]
JO	14"-P147-1035	-2600	339 / 410
FI	16"-P147-1246	26760	303 / 410
FO	20"-P147-1068	26950	303 / 335
FN	16"-P147-1247	27000	303 / 410
CI	14"-P147-1245	40930	186 / 320
CO	18"-P147-1097	41150	186 / 260
CN	14"-P147-1245	41250	186 / 320
AO	42"-P147-1043	54657	129 / 170
NOTA: ELEVACIÓN T.L. = ELEVACIÓN DE REFERENCIA = EL. 0.000			

Tabla 3.1. Líneas de salida columna de destilación

3.6.2 CÁLCULO DEL PERFIL DE TEMPERATURA

Para definir el perfil de temperatura de la columna, se comienza por analizar el faldón de soporte.

Para calcular la temperatura promedio de la base se recurre al método *Kellogg*:

$$T_{\text{prom. base}} = \Delta T'_{\text{corregida}} + T_{\text{ambiente}} \quad [\text{Ec. 1}]$$

$$\Delta T'_{\text{corregida}} = \Delta T \cdot F \quad [\text{Ec. 2}]$$

$$\Delta T = T_{\text{base}} - T_{\text{ambiente}} \quad [\text{Ec. 3}]$$

Siendo:

F Factor de corrección de temperatura.

Para hallar el factor F hace falta calcular la siguiente relación (Ver figura 3.6):

$$\frac{K \cdot h}{\sqrt{t}}$$

K Factor de corrección por aislamiento.

1 para bases totalmente aisladas.

1.7 para bases protegidas contra fuego (*fireproofing*).

2.7 para bases totalmente sin aislar.

h Altura del faldón [ft].

t Espesor del faldón [in].

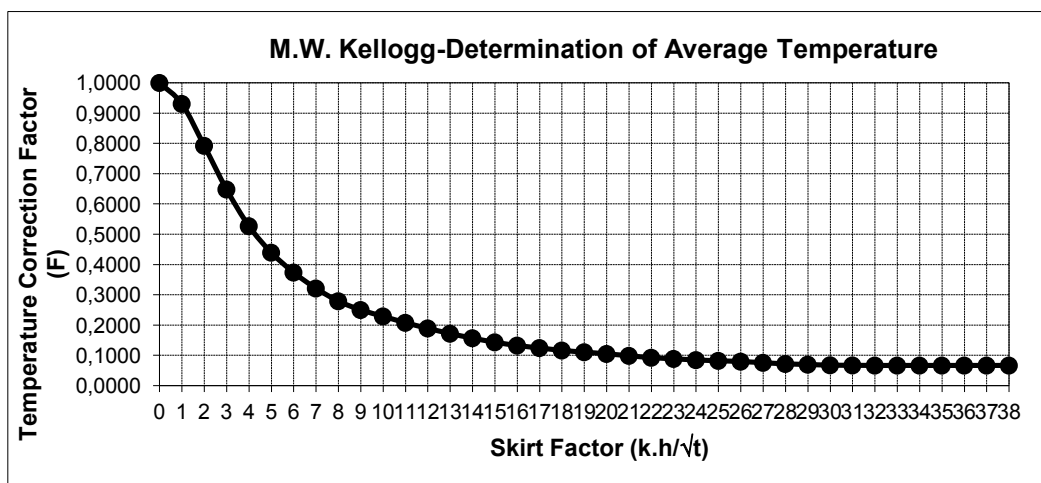


Figura 3.6. Determinación del factor de corrección por Método Kellogg

Una vez obtenida la temperatura promedio del faldón se calculan los tramos de temperatura entre toberas mediante una media aritmética.

$$T_{AB} = \frac{T_A + T_B}{2}$$

Por lo tanto para la columna del proyecto se obtiene la temperatura del faldón acorde al método Kellogg y teniendo en cuenta los datos del equipo que se muestran en la tabla 3.2:

DATOS FALDÓN EQUIPO	
K	1.7 (Base protegida contra fuego)
h	8600 mm
t	45 mm
T _{base} = T _{Jo} (Operación/Diseño)	339 °C / 410 °C
T _{ambiente}	17 °C

Tabla 3.2. Datos de faldón de soporte de la columna

Lo primero es calcular la relación entre el coeficiente por aislamiento, la altura y el espesor del faldón para determinar según la figura 3.6 el factor de corrección de temperatura a tener en cuenta:

$$\frac{K \cdot h}{\sqrt{t}} = 36.037 \text{ Por lo que se obtiene un factor } F=0,067$$

Mediante la Ec. [3] se obtiene un incremento de temperatura de:

$$\Delta T = T_{\text{base}} - T_{\text{ambiente}} = 322 \text{ °C} / 393 \text{ °C}$$

Considerando el factor de corrección de temperatura el incremento de temperatura corregido según la Ec. [2] es:

$$\Delta T'_{\text{corregida}} = \Delta T \cdot F = 21,574 \text{ °C} / 26,331 \text{ °C}$$

Por último se obtiene la temperatura promedio según el método mediante la Ec. [1]:

$$T_{\text{prom. base}} = \Delta T'_{\text{corregida}} + T_{\text{ambiente}} = 38,574 \text{ °C} / 43,331 \text{ °C}$$



Mediante la media de temperaturas entre toberas y definiendo previamente que la línea de tangencia del equipo (T.L.) se encuentra a la temperatura de la tobera JO, el perfil de temperaturas obtenido tramo a tramo se muestra en la tabla 3.3 y se puede observar dichos tramos de la torre en la figura 3.7.

TRAMOS	L [mm]	ELEV. 1 [mm]	ELEV. 2 [mm]	T (Operación / Diseño) [°C]
FALDÓN	8600	118000	109400	38.574 / 43.331
TL-FI	26760	144760	118000	321 / 410
FI-FO	190	144950	144760	303 / 372.5
FO-FN	50	145000	144950	303 / 372.5
FN-CI	13930	158930	145000	244.5 / 365
CI-CO	220	159150	158930	186 / 290
CO-CN	100	159250	159150	186 / 290
CN-AO	13407	172657	159250	157.5 / 245

Tabla 3.3. Temperatura de los tramos de la columna

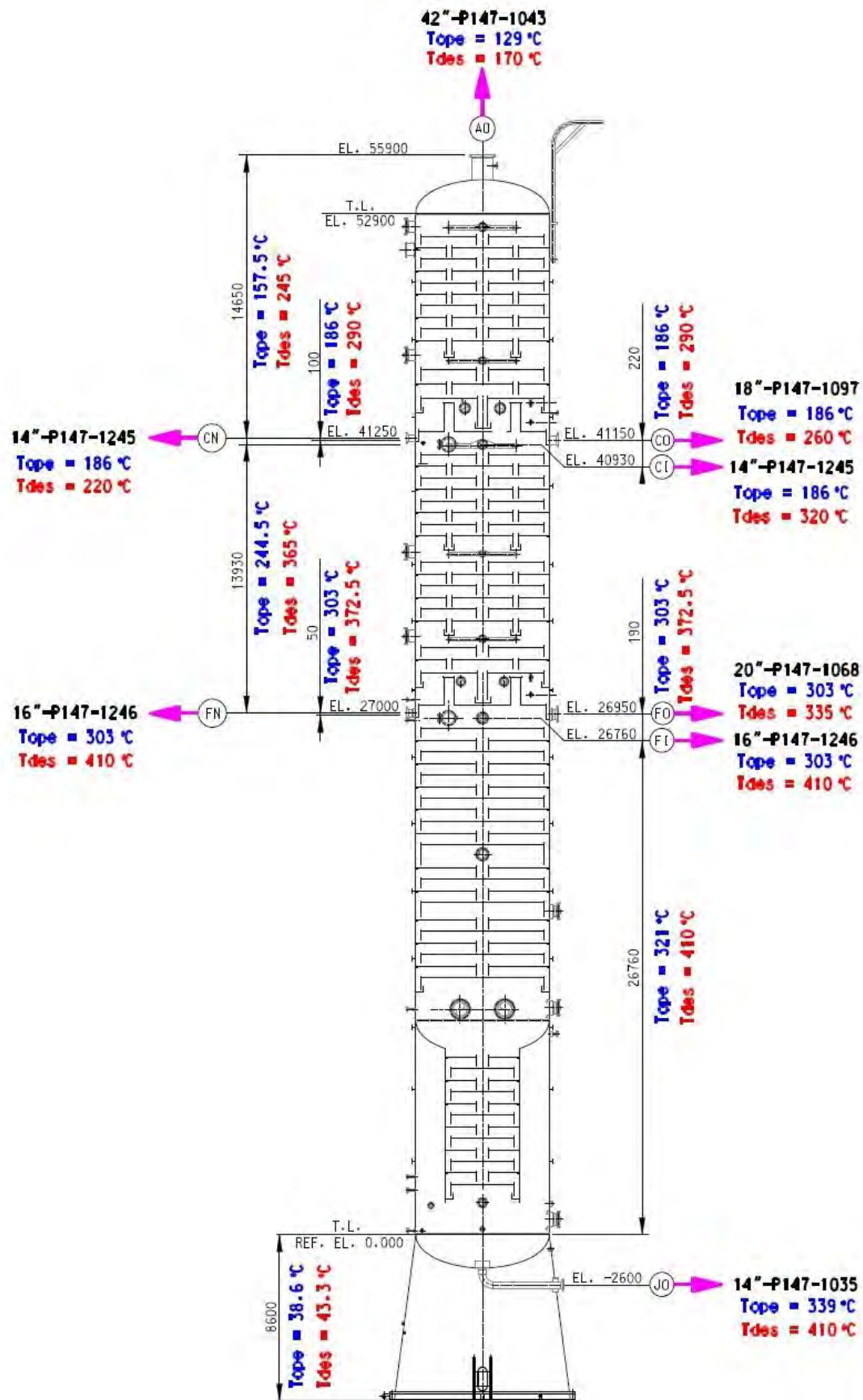


Figura 3.7. Fever chart de la columna de destilación

3.6.3 CÁLCULO DE LA EXPANSIÓN DE LA COLUMNA

Para el cálculo de la expansión de la columna debido al gradiente térmico se emplea la siguiente ecuación:

$$\Delta = L \cdot \alpha$$

Siendo:

- Δ Expansión [mm]
- L Longitud del tramo [m].
- α Coeficiente de dilatación térmica lineal [mm/m].

Se determina la expansión térmica de cada tramo utilizando el coeficiente de dilatación térmico del material α (SA-516 Grado 70), que se localiza en el código ASME, Sección II, Parte D.

Puesto que la tubería que se analiza en el proyecto, es la de la parte superior del equipo, la dilatación de la tobera es únicamente en dirección vertical como se muestra en la tabla 3.4.

TRAMOS	L [mm]	α (Operación / Diseño) [mm/m]	T (Operación / Diseño) [°C]	Δ (Operación / Diseño) [mm]
FALDÓN	8600	0.25 / 0.31	38.574 / 43.331	2.13 / 2.67
TL-FI	26760	4.24 / 5.66	321 / 410	113.36 / 151.46
FI-FO	190	3.95 / 5.06	303 / 372.5	0.75 / 0.96
FO-FN	50	3.95 / 5.06	303 / 372.5	0.20 / 0.25
FN-CI	13930	3.11 / 4.94	244.5 / 365	43.35 / 68.81
CI-CO	220	2.23 / 3.78	186 / 290	0.49 / 0.83
CO-CN	100	2.23 / 3.78	186 / 290	0.22 / 0.38
CN-AO	13407	1.82 / 3.12	157.5 / 245	26.66 / 45.71
TOTAL EXPANSIÓN COLUMNA				187.16 / 271.07

Tabla 3.4. Dilatación de la columna



4. ANÁLISIS DE STRESS

Hoy en día, en el diseño y construcción de plantas Industriales, es imperativo realizar Análisis de Stress o Flexibilidad a los sistemas de tuberías para garantizar que cumplan con los códigos internacionales de diseño, desarrollando de este modo, plantas seguras.

La flexibilidad es la capacidad de los sistemas de tuberías de expandirse y/o contraerse hasta llegar a deformarse (dentro del límite elástico del material), bajo efectos térmicos, sostenidos y ocasionales, sin que se generen efectos dañinos en soportes, estructuras, equipos, o en el propio sistema de tuberías.

El análisis de flexibilidad se realiza para:

- Evitar esfuerzos excesivos en las tuberías, equipos y soportes.
- Evitar fugas en juntas bridadas.
- Evitar deformaciones excesivas en toberas de equipos, tuberías, etc.
- Evitar resonancia en los sistemas de tuberías como resultado de excitaciones conocidas (Análisis Dinámico).

Todo esto queda resumido en garantizar la integridad mecánica del sistema de tuberías como tal y de los equipos asociados, de este modo, también garantiza la integridad del personal que opera dichos sistemas.

4.1 NORMAS Y CÓDIGOS

Son un compendio de prácticas y requerimientos de ingeniería para hacer diseños seguros. Estos códigos son frecuentemente, haciéndolos más o menos restrictivos con el fin de mejorar los diseños en cuanto a calidad, economía y seguridad.

El propietario, es el que establece cuales son los códigos, normas o estándares, tanto internacionales como locales, que más se ajustan a la aplicación del proceso a desarrollar, en conjunto con el grupo de ingeniería que desarrolla la fase conceptual de los proyectos. Esto queda asentado en las bases de diseño.

Se deberán seguir las pautas de la normativa de aplicación ya que será el cumplimiento de esta normativa el que avale el trabajo de los ingenieros y aclare responsabilidades en caso de accidente.



Las normativas y códigos más utilizados en plantas industriales son:

- **American Society of Mechanical Engineers (ASME)**
 - ASME B31.1 *Power Piping* [1]
 - ASME B31.3 *Process Piping* [2]
 - ASME B31.4 *Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, LPG, Anhydrous Ammonia and Alcohols*
 - ASME B31.5 *Refrigeration Piping*
 - ASME B31.8 *Gas Transmission and Distribution*
 - ASME B31.9 *Building Services Piping*
 - ASME B31.11 *Slurry Transportation Piping Systems*
- **American Petroleum Institute (API)**
 - API 610 *Centrifugal Pumps for General Refinery Services*
 - API 611 *General Purpose Steam Turbines for Refinery Services*
 - API 612 *General Purpose Steam Turbines for Petroleum, Chemical and Gas Industries*
 - API 617 *Centrifugal Compressors for General Refinery Services*
 - API 618 *Reciprocating Compressors for General Refinery Services*
 - API 560 *Fire Heaters for General Refinery Services*
 - API 650 *Steel Welded Tanks for Oil Storage*
 - API 661 *Air Cooled Heat Exchangers for General Refinery Services*
- **National Electric Manufacturers Association (NEMA)**
 - NEMA SM-23 *Steam Turbines for Mechanical Drive Services*
- **Manufacturer Standard Society (MSS)**
 - MSS SP-58 *Pipe Hangers and Supports. Materials, Design and Manufacturers*
 - MSS SP-69 *Pipe Hangers and Supports. Selection and Applications*
 - MSS SP-89 *Pipe Hangers and Supports. Fabrication and Installation Practices*
- **Expansion Joints Manufacturer Association (EJMA)**
 - EJMA *Standards of the expansion joints*



4.2 ESFUERZOS EN TUBERÍAS

Según las Normas ANSI (*American National Standard Institute*) existen cuatro tipos de esfuerzos que deben ser analizados.

Los esfuerzos circunferenciales debidos a la presión, con los cuales se escoge el espesor o *Schedule* de la tubería. El análisis de este esfuerzo no es competencia de los ingenieros de *Stress* sino que es calculado por los ingenieros de materiales que realizan las especificaciones de tuberías.

Este cálculo lo efectúa el grupo de ingenieros que hacen las especificaciones de tuberías, específicamente el grupo de materiales. Por otra parte, los esfuerzos que han de verificar el grupo de flexibilidad son:

4.2.1 ESFUERZOS SOSTENIDOS O PRIMARIOS

Son aquellos esfuerzos longitudinales que se producen por cargas sostenidas, tales como: pesos de la tubería, aislamiento, fluido, fuerzas (concentradas o distribuidas), momentos aplicados y presión.

Estos esfuerzos están caracterizados por no ser autolimitantes, esto quiere decir que su sola acción puede causar deformación plástica o falla inminente del material. Este esfuerzo se puede controlar fácilmente soportando adecuadamente el sistema de tuberías.

Los esfuerzos sostenidos se calculan según la siguiente fórmula:

$$S_l = A \cdot \frac{P \cdot D_o}{4 \cdot t} + B \cdot \frac{i \cdot M_a}{Z} \leq C \cdot S_h$$

Siendo:

S_l	Esfuerzo sostenido.
A, B, C	Constantes adimensionales que dependen de cada código. Según el código B31.3 [1] son iguales a 1.
P	Presión interna de la tubería.



Do	Diámetro externo de la tubería.
t	Espesor de la tubería (espesor al cual se le resta el espesor por corrosión, tolerancia de fabricación y el factor de soldadura si aplica).
i	Factor de intensificación de esfuerzos.
M_a	Momento flector resultante debido a las cargas sostenidas. Se calcula mediante la siguiente expresión: $M_a = \sqrt{M_x^2 + M_y^2 + M_z^2}$
Z	Módulo de sección de la tubería.
S_h	Esfuerzo admisible.

El esfuerzo admisible según el ASME para este tipo de esfuerzo, está asociado directamente con el S_h , esfuerzo en caliente, (*hot stress*) que varía en función de la temperatura de evaluación del material. El esfuerzo en frío S_c (*cold stress*) a temperatura de referencia, se determina como:

$$S_c = \text{Mín.} \left[\frac{2}{3} \cdot S_y ; \frac{1}{3} \cdot S_u \right]$$

Dónde:

S_y	Límite de fluencia
S_u	Límite de rotura

4.2.2 ESFUERZOS POR EXPANSIÓN O SECUNDARIOS

Son aquellos producidos por las reacciones que se generan en las restricciones (guías, anclajes, etc.) impuestas al sistema de tuberías ante la expansión o contracción del material debido a los cambios de temperatura en dicho sistema.

Se pueden controlar variando el diseño para que el sistema sea más flexible (haciendo lazos o alargando brazos), reubicando también los soportes como guías y límites direccionales o usando elementos elásticos (juntas de expansión).



Los esfuerzos secundarios son de naturaleza cíclica y se caracterizan por ser autolimitantes, ya que ellos se alivian en un lapso de tiempo determinado debido a la relajación térmica del material tras los primeros ciclos de carga-descarga térmica.

El carácter cíclico de las cargas térmicas abre la posibilidad a una rotura por fatiga. Esta rotura será más probable en los puntos de intensificación de tensiones como soldaduras en uniones en “T”, codos, derivaciones y en general en cualquier unión soldada. Por eso se incluirá en los puntos críticos un factor de intensificación de tensiones (*SIF*) al realizar los estudios.

Según el ASME B31.3 [1] el esfuerzo de expansión S_E se obtiene de la siguiente forma:

$$S_E = \sqrt{S_b^2 + 4 S_t^2}$$

Siendo:

S_b Resultante de todos los esfuerzos por flexión tanto en codos, codos mitrados, “T” y conexiones a ramales. Se calcula mediante la siguiente

expresión:
$$S_b = \frac{\sqrt{(i_i \cdot M_i)^2 + (i_o \cdot M_o)^2}}{Z}$$

i_i Factor de intensificación de esfuerzos *inplane*.

i_o Factor de intensificación de esfuerzos *outplane*.

M Momento flector.

S_t Esfuerzo torsor. Se calcula mediante la siguiente expresión: $S_t = \frac{M_t}{2 Z}$

M_t Momento torsor

Z Módulo de sección de la tubería.

Para comprender la interpretación de los momentos y los factores de intensificación de esfuerzos necesarios para el cálculo de los esfuerzos debidos a los momentos flectores y torsos, es necesario ilustrarse con la figura 4.1 que proporciona el código ASME:

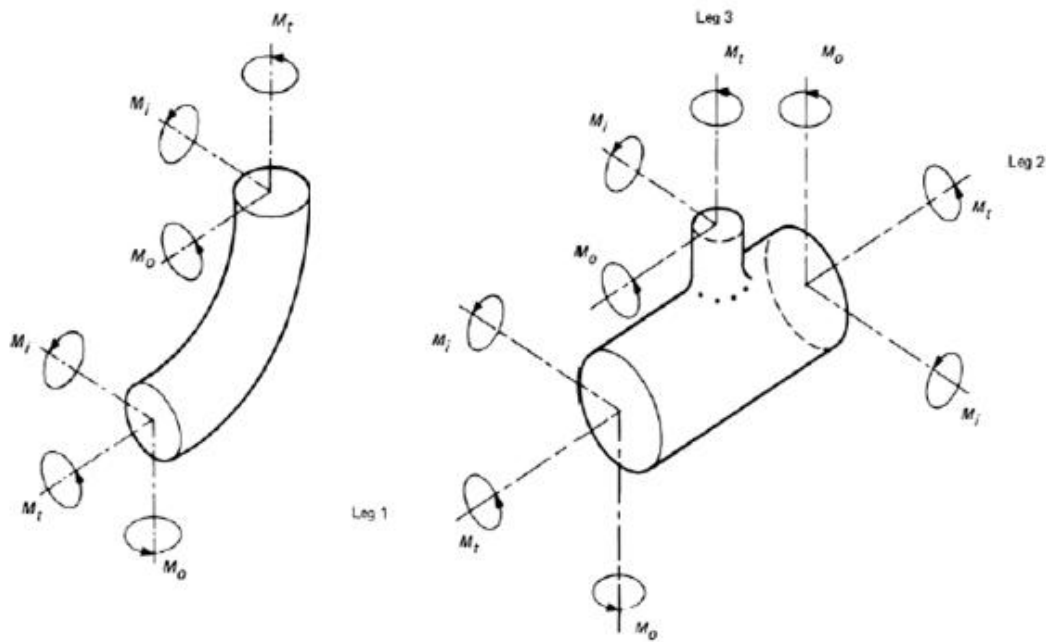


Figura 4.1. Nomenclatura de momentos según ASME

El esfuerzo admisible con el que hay que comparar el esfuerzo secundario se calcula según ASME B31.3 [1] de la siguiente forma:

$$S_a = f \cdot (1.25 \cdot S_c + 0.25 \cdot S_h)$$

Dónde:

S_a	Tensión admisible para los esfuerzos secundarios
S_h	Tensión admisible en caliente (<i>hot stress</i>)
S_c	Tensión admisible en frío (<i>cold stress</i>)
f	Factor de fatiga norma ASME B31.3 [1]. Ver figura 4.2

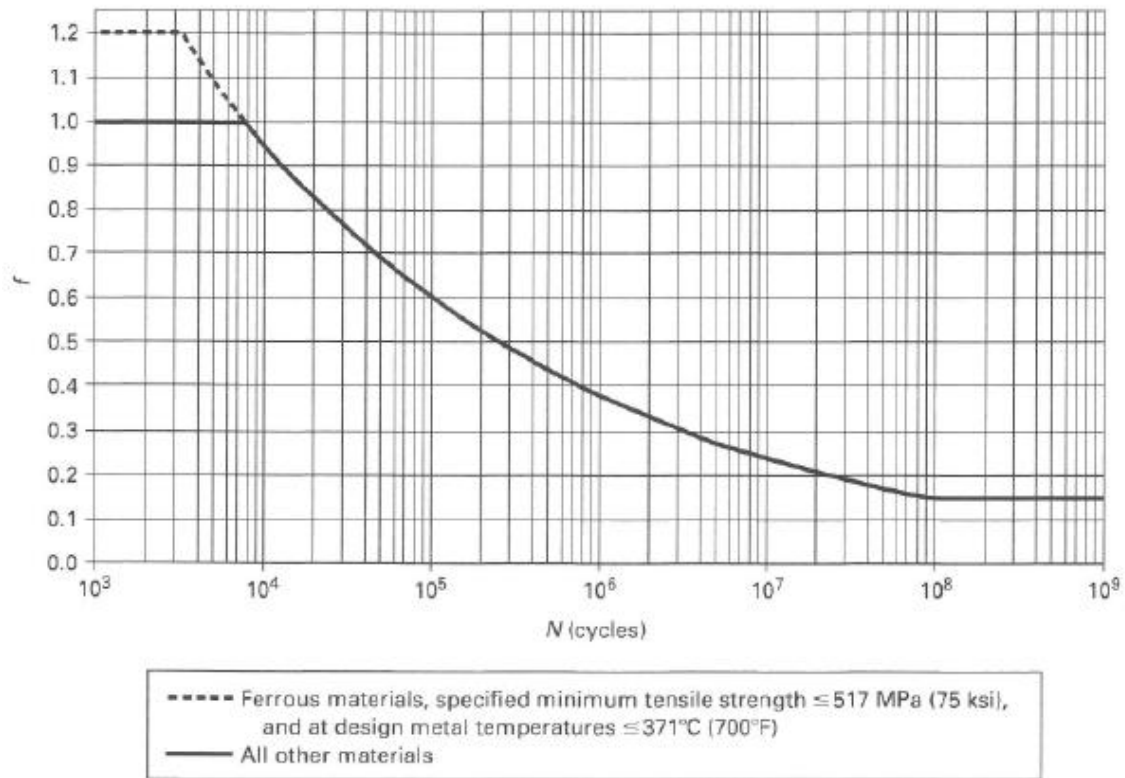


Figura 4.2. Gráfica de factor de fatiga según ASME B31.3

Si el esfuerzo básico admisible a temperatura de estudio S_h es mayor que el esfuerzo sostenido S_l , se puede añadir la diferencia a la relación anterior de la siguiente forma:

$$S_a = f \cdot (1.25 \cdot S_c + 0.25 \cdot S_h + S_h - S_l) = f \cdot [1.25 \cdot (S_c + S_h) - S_l]$$

4.2.3 ESFUERZOS OCASIONALES O TERCARIOS

Los esfuerzos ocasionales son aquellos producidos por cargas que se presentan en la tubería de forma esporádica o con carácter no permanente, por el efecto del medio externo sobre el sistema o por las características del propio proceso:

- Acciones externas a la tubería: Viento, nieve, sismo, etc.
- Acciones internas a la tubería: Disparo de válvulas de seguridad, golpe de ariete, prueba hidráulica, etc.



Las cargas ocasionales, producidas por cualquiera de estos sucesos, incurren en una carga extra de suportación de forma temporal, que se traduce en tensiones ocasionales en la tubería.

Cada carga ocasional debe ser estudiada de forma aislada e independiente, los momentos producidos por un tipo de carga ocasional no deben valorarse conjuntamente con los momentos producidos por otra carga ocasional, aunque pudiese darse el caso, la simultaneidad de cargas ocasionales no se contempla como una posibilidad real a efectos de cálculo, por lo tanto cada carga ocasional genera una hipótesis distinta de cálculo.

Según el código ASME deben ser comprobados de forma que cumplan la siguiente relación:

$$S_{l_{sostenidos}} + S_{l_{ocasionales}} \leq K \cdot S_h$$

$$S_l + S_{l_{oc}} = D \cdot \frac{P \cdot D_o}{4 \cdot t} + E \cdot \frac{i \cdot (M_a + M_b)}{Z} \leq K \cdot S_h$$

Siendo:

S_l	Esfuerzo sostenido.
M_a	Momento flector resultante debido a las cargas sostenidas.
M_b	Momento flector producido por las cargas ocasionales.
D, E, K	Constantes adimensionales que dependen de cada código.

K es el coeficiente que valora el tiempo de aplicación de la carga y depende del código. Según el código ASME B31.3 [1] siempre es igual a **1.33** independientemente de la duración de la carga ocasional.

Las tensiones que aparecen en el momento de la prueba hidráulica, a pesar de ser ocasionales, se calcularán mediante lo expuesto anteriormente pero, en el caso de ASME, la tensión admisible de comparación tiene un valor del 90% de la tensión de fluencia del material.



4.3 CATEGORIZACIÓN DE LAS TUBERÍAS

La categorización de las líneas consiste en definir qué grado de criticidad tienen para establecer qué tipo de estudio y con qué grado de detalle es necesario realizar el análisis de flexibilidad de dicho sistema.

Esta categorización se realiza en última instancia según la experiencia del analista, pero en una primera aproximación, la categoría de las líneas se establece según: las condiciones de operación y diseño (temperatura y presión), los equipos conectados a ellas, el tipo de fluido que transportan, etc.

Esto permite catalogar las líneas en cuatro niveles o categorías, siendo la de mayor grado de criticidad la categoría I y la menos crítica la categoría a IV como se indica a continuación.

4.3.1 CATEGORÍA I

Estas son líneas de alta criticidad que deben ser detectadas al inicio del proyecto, deben realizárseles estudios previos para establecer su ruta y posible suportación. El análisis de estas líneas debe realizarse mediante un *software* de simulación. A esta categoría pertenecen:

- Líneas de alta presión.
- Líneas de transferencia a hornos.
- Líneas de gran diámetro ($D \geq 48''$ o $D/t > 100$).
- Líneas de transporte de fluidos críticos por toxicidad, inflamabilidad, etc., incluidos en la categoría M según ASME B31.3 [1].
- Líneas de gas natural licuado (GNL).
- Líneas con juntas de expansión.
- Líneas con temperaturas superiores a los 400 °C.
- Líneas sometidas a fatiga con más de 22000 ciclos.
- Líneas de categoría II que a juicio del analista deben someterse a un estudio más exhaustivo.



4.3.2 CATEGORÍA II

Estas líneas requieren un análisis formal por ordenador. En esta categoría se encuentran:

- Líneas conectadas a bombas y compresores alternativos, bombas y compresores centrífugos y turbinas que cumplan con lo siguiente:
 - Diámetros mayores a 3" y temperaturas ≥ 65 °C o ≤ 6 °C.
 - Diámetros mayores a 12" y temperaturas ≥ 50 °C o ≤ 6 °C.
- Líneas conectadas a enfriadores por aire.
- Líneas conectadas a recipientes a presión (ASME sección VIII div. 1 [4] y 2 [5])
- Líneas conectadas a hornos y calderas.
- Líneas sometidas a vibraciones.
- Líneas sometidas a fatiga con ciclos menores a 22000.
- Líneas conectadas a cajas frías.
- Líneas conectadas a equipos de aluminio.
- Líneas sometidas a cargas ocasionales importantes y que requieran de algún análisis dinámico.

4.3.3 CATEGORÍA III

Las líneas incluidas en esta categoría tienen que ser analizadas obligatoriamente, pero no necesariamente por métodos computarizados. Se puede hacer uso de métodos manuales. A esta categoría pertenecen:

- Todas las líneas conectadas a equipos sensibles que no se incluyan en la categoría II por su tamaño y temperatura.
- Líneas clasificadas como *Power Plant Piping* según el ASME B31.1 [2].

4.3.4 CATEGORÍA IV

En esta categoría se encuentran todas las líneas que solo requieren de un análisis visual. Como:

- Líneas que sean reemplazos de líneas existentes, cuyos cambios no sean significativos.
- Líneas o conjuntos de líneas que tengan diseños iguales a líneas y sistemas existentes dentro de la planta y que tengan las mismas condiciones de operación y diseño.
- Líneas que por semejanza a estudios previos realizados, pueda desecharse el efectuar un cálculo.

En la figura 4.3 se muestra la categorización de los sistemas de tuberías en función de su diámetro y su temperatura.

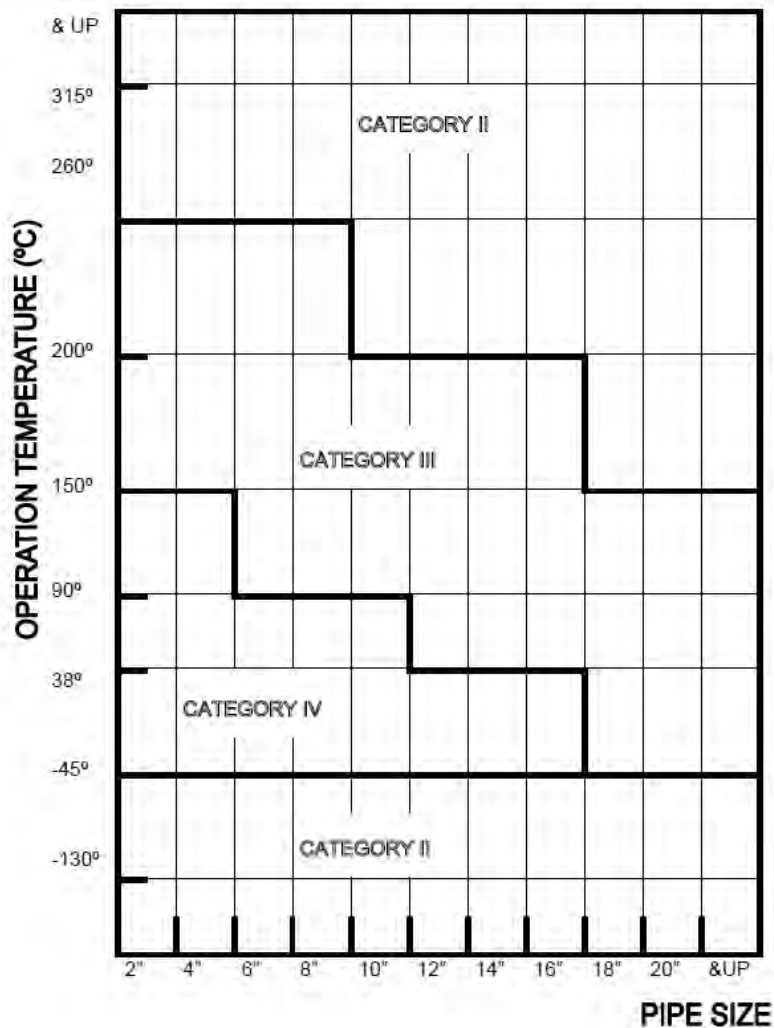


Figura 4.3. Gráfico de categorización de tuberías



4.4 MÉTODOS DE ESTUDIO

Existen diversos métodos para el análisis de flexibilidad de los sistemas de tuberías y se emplearan uno u otro dependiendo de la categoría de la línea y del criterio del analista de *Stress*.

4.4.1 MÉTODOS COMPUTERIZADOS

Para realizar el análisis de flexibilidad de un sistema de tuberías que necesita la realización de un cálculo formal y unos resultados precisos, se dispone de métodos de análisis mediante *software* especializado como “CAE PIPE”, “FE PIPE” o “CAESAR II”.

Estos programas, internamente, se basan en el estudio de esfuerzos tal y como se ha descrito en el presente capítulo, por lo que es fundamental el conocimiento de dicha teoría para la interpretación de los resultados obtenidos.

4.4.2 MÉTODOS MANUALES

Para líneas que por su categoría de criticidad no requiera de análisis formal mediante los *softwares* anteriormente comentados se recurre a métodos manuales.

Por lo general, los métodos manuales son métodos más conservadores que los métodos computarizados debido a que el cálculo es menos detallado y el margen de seguridad es mayor. A continuación se describen algunos de los métodos manuales más útiles:

4.4.2.1 MÉTODO SIMPLE DEL ASME B 31.3

El código ASME tiene una ecuación empírica que se utiliza cuando los sistemas son uniformes y no tienen más de dos puntos de fijación. Este método sirve para detectar si el sistema es flexible. Para asegurar que un sistema es flexible se debe cumplir la siguiente relación:

$$\frac{D \cdot y}{(L - U)^2} \leq K_1$$



Siendo:

- D** Diámetro externo de la tubería de la tubería [mm] o [in].
- y** Resultante de la expansión total [mm] o [in]. Se calcula mediante la siguiente expresión: $y = \sqrt{\Delta_x^2 + \Delta_y^2 + \Delta_z^2}$
- L** Longitud de tubería total entre dos anclajes [m] o [ft].
- U** Distancia en línea recta entre dos anclajes [m] o [ft].
- K_1** Constante cuyo valor es igual a **208000** S_a/E_a [mm/m]² o **30** S_a/E_a [in/ft]². Dónde S_a [MPa] o [ksi] y el módulo de elasticidad, E_a en [MPa] o [ksi].

Para una temperatura de referencia de 21°C (70°F) se tiene para los aceros un valor de $K_1 = 208$ en unidades internacionales y $K_1 = 0.03$ en unidades inglesas.

Este método no permite calcular numéricamente esfuerzos ya que se basa en una expresión empírica que consiste en una comprobación basada en la geometría de la tubería para determinar la flexibilidad del sistema sin realizar ningún cálculo de esfuerzos.

4.4.2.2 MÉTODO DEL GUIDED CANTILEVER

Es un método que se aplica a sistemas de espesores uniformes, con dos puntos de fijación, sin restricciones intermedias, los tramos de tuberías deben ser rectos y si cambian de dirección debe ser en ángulo de 90° (Ver figura 4.4).

También para su aplicación debe tomarse en cuenta que la expansión térmica en uno de sus brazos debe ser absorbida por el brazo perpendicular. La cantidad de expansión que un brazo puede absorber es inversamente proporcional a su rigidez. Como son brazos de sección transversal idénticas, sus rigideces varían al inverso del cubo de sus longitudes.

No deben existir ramales, Suponiendo que exista un ramal, su efecto sobre el cabezal puede despreciarse si su diámetro es menor a la mitad de su diámetro. Sin embargo hay que verificar que ese ramal puede absorber la expansión del cabezal en el punto donde se une a él.

Mientras el sistema se adapta a la expansión, las secciones de tuberías se comportan como vigas ancladas en un extremo y guiadas en el otro (de allí el nombre del método), sin girar en el extremo (codo).

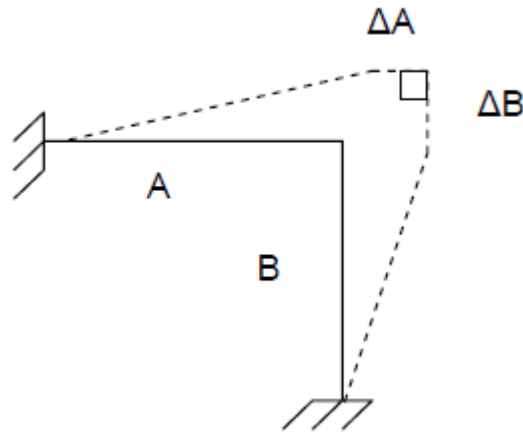


Figura 4.4. Método Guided Cantilever

4.4.2.3 MÉTODO QUI TRUONG

Este método está basado en el Método *Guided Cantilever* y en el hecho de que los esfuerzos máximos que se pueden generar en los sistemas de tuberías cuando se conectan a diferentes equipos, varían.

Según este método se tienen dos expresiones para calcular el brazo necesario, perpendicular a la dirección de la expansión térmica:

- Para líneas conectadas a recipientes y líneas de racks:

$$L = 7.2 \sqrt{\Delta \cdot D}$$

- Para líneas bombas y compresores:

$$L = 12.45 \sqrt{\Delta \cdot D}$$

Siendo:

L	Longitud del brazo de tubería necesario [ft].
D	Diámetro externo de la tubería de la tubería [in].
Δ	Expansión de la tubería [in].

Los métodos manuales son métodos simplificados para el análisis de tramos sencillos de tuberías. No se utilizan para rechazar un ruteo ni para análisis final de líneas críticas.

Si es necesario calcular los esfuerzos en las restricciones o en las toberas de los equipos se recurre al análisis formal mediante una simulación en un software especializado.

4.4.3 EJEMPLOS DE CÁLCULOS MANUALES

4.4.3.1 ENUNCIADO

A continuación se muestra un ejemplo de una línea analizada por los métodos manuales descritos en los apartados anteriores. Se trata de una línea de 10" de diámetro nominal, de acero al carbono ASTM A106 Gr.B, con temperatura de operación de 300°F y una temperatura ambiente de 70°F (Ver figura 4.5). Además se indican los desplazamientos que sufren los anclajes de dicho sistema cuando entra en operación. Verificar si el sistema es flexible o no.

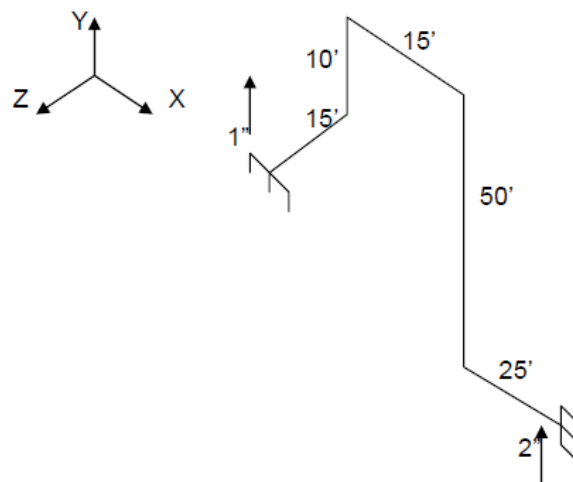


Figura 4.5. Enunciado ejemplo

4.4.3.2 RESOLUCIÓN POR EL MÉTODO SIMPLE DEL ASME B 31.3

Para verificar si el sistema es flexible o no mediante este método nos basamos en la siguiente fórmula:

$$\frac{D \cdot y}{(L - U)^2} \leq K_1$$

Puesto que se trabaja en unidades inglesas y como se indica en el apartado 4.4.2.1 la constante que nos relaciona la tensión admisible para los esfuerzos de expansión con el módulo de elasticidad del material es $K_1 = 0.03$

Según el enunciado el diámetro nominal es de 10". Esto supone un diámetro exterior $D = 10.75"$. La longitud de la tubería es $L = 15 + 10 + 15 + 50 + 25 = 115'$

Para calcular la expansión total se debe conocer el coeficiente de expansión del material. Según el enunciado se trata de un acero al carbono ASTM A106 Gr.B. En la norma ASME B31.3 [1] se indica que el coeficiente de expansión para las condiciones de temperatura (Ver figura 4.6).

Table C-1 Total Thermal Expansion, U.S. Units, for Metals
Total Linear Thermal Expansion Between 70°F and Indicated Temperature, in./100 ft

Temp., °F	Material							
	Carbon Steel Carbon-Moly- Low-Chrome (Through 3Cr-Mo)	5Cr-Mo Through 9Cr-Mo	Austenitic Stainless Steels 18Cr-8Ni	12Cr, 17Cr, 27Cr	25Cr-20Ni	UNS N04400 Monel 67Ni-30Cu	3 ¹ / ₂ Ni	Copper and Copper Alloys
300	1.82	1.71	2.61	1.56	2.45	2.21	1.84	2.68

Figura 4.6. Coeficiente de dilatación térmica lineal acero A106 Gr. B

Por lo tanto, la expansión térmica en cada eje es:

Eje x: $\Delta_x = (15' + 25') \cdot 0.0182 \text{ in/ft} = \mathbf{0.728''}$

Eje y: $\Delta_y = (2'' - 1'') + (50' - 10') \cdot 0.0182 \text{ in/ft} = \mathbf{1.728''}$

Eje z: $\Delta_z = 15' \cdot 0.0182 \text{ in/ft} = \mathbf{0.273''}$



La expansión total será:

$$y = \sqrt{\Delta_x^2 + \Delta_y^2 + \Delta_z^2} = \sqrt{0.728^2 + 1.728^2 + 0.273^2} = \mathbf{1.895''}$$

La distancia en línea recta entre los anclajes se calcula a partir de la geometría de la línea:

$$U = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2} = \sqrt{(15 + 25)^2 + (50 - 10)^2 + 15^2} = \mathbf{58.52'}$$

Con los cálculos realizados se comprueba la flexibilidad mediante la ecuación del método:

$$\frac{10.75 \cdot 1.895}{(115 - 58.52)^2} = \mathbf{0.006386} < 0.03 \longrightarrow \text{El sistema es flexible.}$$

4.4.3.3 RESOLUCIÓN POR EL MÉTODO QUI TRUONG

Este método se basa en calcular la longitud del brazo, perpendicular a la expansión, que es necesaria para absorber dicho desplazamiento.

Para este enunciado la resolución se realiza mediante la fórmula para líneas conectadas a recipientes y líneas de racks, por lo tanto:

$$L = 7.2 \sqrt{\Delta \cdot D}$$

Utilizando los resultados calculados de la expansión térmica en cada eje se calcula el brazo perpendicular necesario.

Perpendicular al eje x: $L = 7.2 \sqrt{\Delta_x \cdot D} = 7.2 \sqrt{0.728 \cdot 10.75} = \mathbf{20.14' < 75'}$

Perpendicular al eje y: $L = 7.2 \sqrt{\Delta_y \cdot D} = 7.2 \sqrt{1.728 \cdot 10.75} = \mathbf{31' < 55'}$

Perpendicular al eje z: $L = 7.2 \sqrt{\Delta_z \cdot D} = 7.2 \sqrt{0.273 \cdot 10.75} = \mathbf{12.33' < 100'}$

En los tres casos, el brazo disponible es mayor al brazo mínimo necesario. Por tanto, según este método, el sistema es suficientemente flexible para las condiciones de operación planteadas.



4.5 ANÁLISIS DE SISTEMAS DE TUBERÍAS

La realización de un análisis de flexibilidad en un sistema de tuberías es un trabajo que supone el manejo de muchos conceptos y, sobre todo, mucha información por lo que el analista debe seguir siempre unas pautas que eviten la pérdida de información o errores en el estudio.

4.5.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Se necesitan una serie de datos para realizar el análisis de flexibilidad como son la geometría del sistema, las condiciones de operación y diseño, información de estructuras cercanas dónde poder soportar la tubería, las cargas admisibles en toberas de equipos, los desplazamientos iniciales en determinados equipos, los pesos de válvulas e instrumentos y normas y códigos con los que debe trabajar.

Estos datos se obtendrán de los diagramas de tuberías e instrumentos (P&ID's), de las listas de líneas, de los modelos de tuberías, de los planos isométricos, de las especificaciones del proyecto concreto, de los planos de equipos y de los planos de estructuras.

4.5.2 ASIGNACIÓN DE LAS CATEGORÍAS

Con la ayuda de la tabla y los criterios explicados en el apartado 4.3 y tomando en cuenta la especificación de flexibilidad del proyecto, se procederá a categorizar cada una de las líneas que aparece en la lista de líneas.

4.5.3 DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS A ANALIZAR

Se deberá hacer una selección de los sistemas a estudiar. Al definir sistemas se pueden cambiar las categorías de las líneas que se crean convenientes.

4.5.4 REALIZACIÓN DEL ISOMÉTRICO DE FLEXIBILIDAD

Las líneas a estudiar vendrán representadas en los planos isométricos que suponen el punto de inicio de los estudios.

Estos planos tendrán que ser completados con la información necesaria recopilada para el estudio.



Esto supondrá colocar las condiciones de contorno (desplazamiento de equipos), los pesos de válvulas e instrumentos, verificar las condiciones de operación y diseño, comprobar el tipo y el espesor de aislamiento, añadir la corrosión permitida según las especificaciones, chequear los materiales utilizados y tener en cuenta los posibles factores de intensificación de esfuerzos (*SIF*).

4.5.5 COLOCACIÓN DE RESTRICCIONES

Las restricciones a la tubería se sitúan según las tablas de distancias recomendadas entre soportes, según el emplazamiento de la tubería respecto a estructuras cercanas y siempre según el criterio del analista se realizará una disposición preliminar de restricciones que será validada o no por los resultados del análisis.

4.5.6 ANÁLISIS ESTÁTICO

De acuerdo a la especificación de flexibilidad del proyecto, se realizará los casos de carga establecidos y se realizará el análisis del sistema. Se deberá verificar los esfuerzos, las cargas en las restricciones y toberas de equipos y los desplazamientos del sistema.

4.5.6.1 ESFUERZOS SOSTENIDOS

Si existe un fallo del material debido al esfuerzo sostenido, significa que falta suportación alrededor del punto solicitado. Si colocando los soportes necesarios, persiste el fallo, esto puede indicar que hay un problema por presión. Aquí habría que ver si la presión es adecuada para el espesor de material o si habría que aumentar el *Schedule*.

Si este fallo se da en un ramal, probablemente si es un injerto tubo a tubo, sea necesario colocar un refuerzo.

El rango deseado para los esfuerzos sostenidos para asegurar el buen estado del sistema y evitar una sobre suportación sería entre el 75% y el 80% del S_h (esfuerzo básico permisible a la temperatura de evaluación del material).



4.5.6.2 ESFUERZOS POR EXPANSIÓN

Si se produce un fallo del material por esfuerzos de expansión, el sistema no es lo suficientemente flexible. En ese caso habrá que comprobar en qué puntos se produce la falla y estudiar si se puede dar más flexibilidad al sistema con la modificación de las restricciones, ya que puede ser que la colocación de guías demasiado cerca de los codos impida que el sistema absorba sus desplazamientos.

Si sigue fallando, se puede recurrir a cambiar el módulo de elasticidad del material en frío por el módulo en caliente. Incluso se podrá aumentar el esfuerzo admisible en un factor de 1.2 si se cumplen las premisas del apartado 4.2.2.

En caso de que estas soluciones no den resultado, será necesario un cambio de diseño en la línea que aumente su flexibilidad, aumentando los brazos, usando lazos de expansión (*loops*) o con juntas de expansión.

El rango deseado para los esfuerzos de expansión se sitúa por debajo del 85% o el 90% del S_a (esfuerzo máximo admisible para los esfuerzos secundarios).

4.5.6.3 ESFUERZOS OCASIONALES

Si existe fallo del material por este esfuerzo será necesario añadir restricciones que lo reduzcan.

Por lo general, si el efecto ocasional se trata de viento será necesario añadir guías y si se trata de sismo suele ser necesario añadir algún anclaje en el eje longitudinal de la tubería o *stop*.

También hay que ver si es por algún esfuerzo sostenido muy alto en algún punto que ocasione ese fallo.

La evaluación de los efectos ocasionales se realiza en condiciones de operación y analizando las consecuencias de cada efecto ocasional de forma individual ya que, según la norma ASME B31.3 [1], no se evalúan dobles contingencias que llevarían a sobredimensionar los elementos de forma excesiva.

Un rango ideal para los esfuerzos por cargas ocasionales sumados a los esfuerzos sostenidos sería un 85–90 % del $1.33 S_h$.



4.5.6.4 CARGAS EN LAS RESTRICCIONES

Se chequearán las cargas en las restricciones tanto en condiciones de operación, diseño, prueba hidrostática y casos de cargas ocasionales.

Hay que verificar que la línea esté apoyando en todos los puntos destinados para ello, es decir, si todos los soportes trabajan. Si en alguno de ellos no lo hace, hay que ver si es en el caso de operación o diseño, si es en el de diseño, no hay problema, si es en el de operación antes de estimar quitarlo, hay que revisar si es indispensable para el caso de prueba hidrostática.

También es necesario ver todas las restricciones en conjunto y evaluar si las cargas son excesivas ya que posteriormente hay que realizar un diseño factible de dichas restricciones. Para casos específicos será necesario diseñar soportes especiales.

4.5.6.5 CARGAS EN TOBERAS DE EQUIPOS

Este punto es de vital interés para el analista de flexibilidad ya que las cargas que se presenten en esos puntos, deben estar dentro de los valores admisibles por las normas o por el fabricante.

En el caso de que con el diseño existente sea imposible bajar las cargas en las toberas de los equipos, deberá recurrirse a hacer cambios como ampliación de brazos, *loops* o juntas de expansión, que proporcione un diseño más flexible y con ello se reduzca la tensión en esos puntos.

En determinados casos con un nivel de criticidad alto se podrá plantear al fabricante un refuerzo en su equipo para aumentar las cargas admisibles en las conexiones al mismo.

4.5.6.6 DESPLAZAMIENTOS

El informe de desplazamientos es necesario evaluarlo tanto para el caso de cargas sostenidas como para los casos de operación y diseño.

Existen criterios para establecer unos desplazamientos máximos, sobre todo en lo que respecta al desplazamiento vertical, ya que se puede producir una flecha excesiva en tramos de tubería horizontales y alterar las condiciones supuestas por los ingenieros de proceso al crearse sifones o retornos de fluido que no estaban previstos.



En cuanto al desplazamiento horizontal se debe asegurar que la expansión térmica de las líneas no provocará choques con estructuras u otros elementos y que estos impidan la dilatación de la línea. También será necesario evitar que haya choques entre líneas paralelas haciendo previsiones de los casos más desfavorables en operación que pudiesen darse para este efecto.

4.6 CRITERIOS DE SOPORTADO

Para un buen soportado, es preciso conocer los criterios que se emplean para este tipo de sistemas para no realizar un sobre-soportado de la línea.

4.6.1 CRITERIOS GENERALES

Antes de hacer el análisis de flexibilidad de una línea, hay que hacer la distribución de soportes haciendo uso de las estructuras cercanas a la línea y teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Los soportes deben ser colocados lo más cercano posible a los puntos de cargas concentradas (válvulas, bridas, mezcladores estáticos, etc.). Para evitar fallos y/o deformaciones por esfuerzos primarios o fugas en bridas.
- En los *Pipe Racks* y *Pipe Tracks* se deben distribuir guías para evitar movimientos laterales excesivos por acción del viento.
- En las torres: el primer apoyo se debe colocar lo más cercano posible a la boquilla, para que la diferencia de expansión (torre-tubería) sea mínima y no cree tensiones muy altas sobre la boquilla y el soporte.
- Se pueden colocar soportes sobre cualquier columna y recipiente, pero no de intercambiadores, reactores y regeneradores. Para ello se diseñaran estructuras y sobre estas se podrán soportar las líneas.
- En equipos rotativos debe colocarse un primer apoyo lo más cercano a la boquilla. El tipo de soporte debe ser ajustable, con el fin de alinear la boquilla con la tubería. En los casos en que el equipo sea demasiado grande y experimente asentamientos notorios, tratar de que ese apoyo quede sobre la misma cimentación, para que tanto el equipo como el soporte, experimenten el mismo asentamiento. Cuando esto no pueda realizarse, colocar un muelle como primer apoyo.



- En los compresores centrífugos, bombas y en las turbinas, el primer apoyo por lo general debe ser un muelle para liberar de toda carga las boquillas.
- En lo equipos alternativos (compresores, bombas), la suportación debe ser diseñada evitando que el sistema pueda entrar en resonancia, alejando la frecuencia natural de la línea de la frecuencia de excitación del equipo. Es recomendable no colocar los soportes a una misma distancia de separación entre ellos.
- Lo que siempre hay que tener en cuenta al colocar los soportes cercanos a equipos, es proteger las toberas. Por lo general se colocan guías cercanas, para evitar momentos y también límites direccionales para tratar de aislar el sistema del resto de la tubería.
- En los tanques, el primer apoyo puede estar tan cerca o tan lejos como se requiera, siempre y cuando se tenga en cuenta que la válvula situada cerca de la tobera de acuerdo a su peso propio, actuador, motor, etc. puede necesitar un soporte y éste es recomendable colocarlo sobre la misma base del tanque por el desplazamiento debido al asentamiento.
- En las estaciones de control, el primer codo deberá estar anclado (o con guía y stop) y el segundo guiado.
- En los límites de batería siempre debe colocarse un *stop* para no transmitir demasiados desplazamientos a las otras áreas de trabajo.
- No se deben someter a torsión las vigas del *Pipe Rack* u otras estructuras adosando soportes a las mismas.
- La distancia entre la soldadura de un soporte a la tubería y una soldadura circunferencial de la misma debe ser como mínimo 50 mm para espesores de tubería menores o iguales a ½" para espesores de tubería diferentes como mínimo se utilizará 4 veces el espesor de la tubería.

4.6.2 SEPARACIÓN ENTRE SOPORTES

Hay que tener en cuenta que las distancias hay que calcularlas de manera separada por flecha y por flexibilidad. El valor más pequeño de los dos es el mínimo admisible.

Vano mínimo permitido por los esfuerzos

$$L = \sqrt{\frac{S_h \cdot Z}{2.4 \cdot W}}$$



Siendo:

L	Vano mínimo [ft].
S_h	Esfuerzo admisible en caliente [psi].
Z	Módulo de la sección de la tubería [in ³].
W	Peso total de la tubería [lb/ft].

Esta fórmula está basada en una viga empotrada con momentos en los extremos iguales a $0.1 W^2$.

Vano mínimo permitido por la flecha

$$L = \sqrt[4]{\frac{d \cdot E \cdot I}{17.1 \cdot W}}$$

Siendo:

L	Vano mínimo [ft].
d	Flecha límite permitida [in].
E	Módulo de elasticidad [psi].
I	Momento de inercia de la tubería [in ⁴].
W	Peso total de la tubería [lb/ft].

El límite normal de la flecha es de, aproximadamente, 5/8" para líneas dentro del límite de batería y de 1.5" para líneas fuera de los límites de batería.

Una razón importante para limitar la flecha es hacer la tubería lo suficientemente rígida para evitar que entre en resonancia ante posibles vibraciones.

Para la mayoría de las tuberías la frecuencia natural F_n es de cuatro ciclos por segundo. La fórmula que relaciona la flecha [in] con la frecuencia natural [Hz] es la siguiente:

$$F_n = \frac{3.13}{\sqrt{d}}$$

5. ESTUDIO DE LA LÍNEA

En el presente capítulo se procede al análisis de *Stress* de la línea que sale de la parte superior de la columna, exponiendo los resultados y asegurando que sean acorde al código por el cual se rigen, ASME B31.3 [1], ya que la línea pertenece al proceso de una planta petroquímica.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El presente estudio engloba todos los cálculos y comprobaciones necesarios para el análisis de *stress* de la línea mostrada en la figura 5.1 extraída de la maqueta 3D.

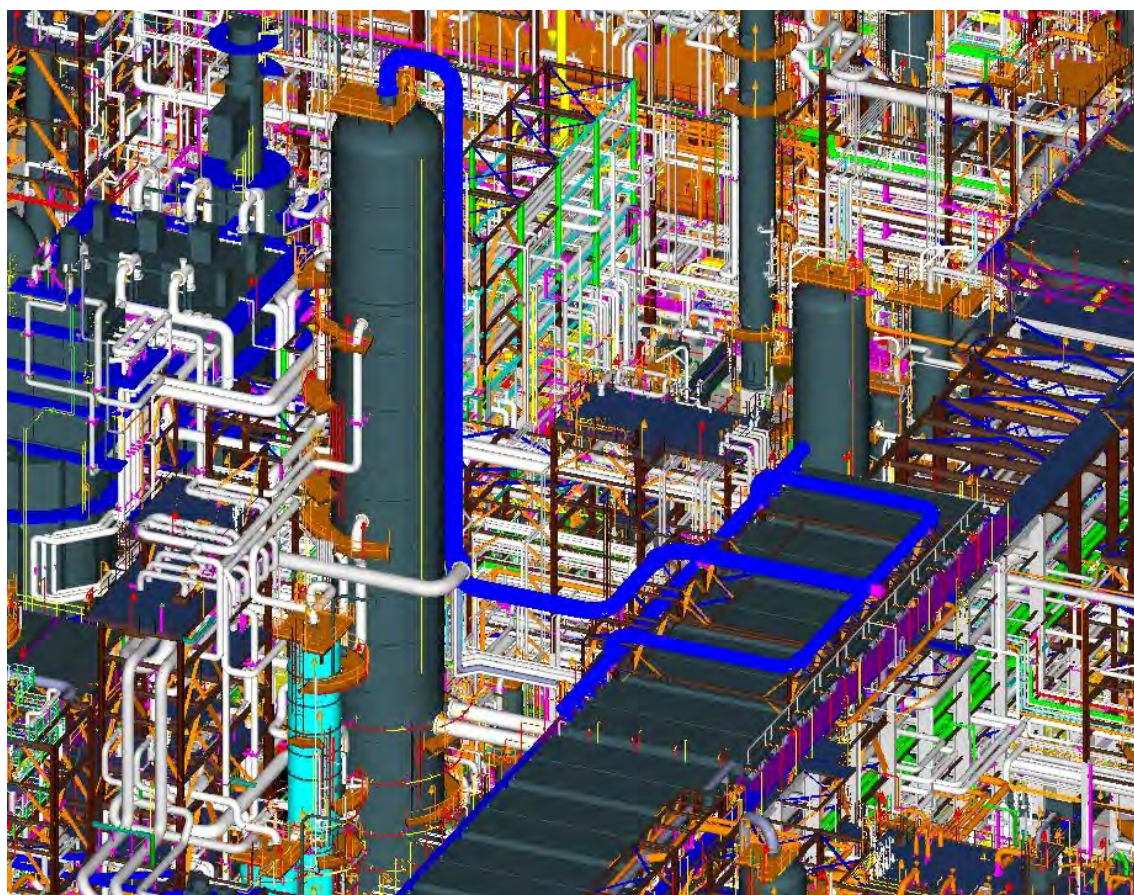


Figura 5.1. Vista general de la línea

Se trata de una línea de vapor de gran tamaño (42") que sale desde la cabecera de la columna de destilación y llega a los intercambiadores de calor aerorefrigeradores.

La línea tiene un tramo sin aislamiento y otro con aislamiento para protección personal y su recorrido debe ser simétrico antes de la entrada en los intercambiadores para que la pérdida de carga sea la misma como se aprecia en las figura 5.2.

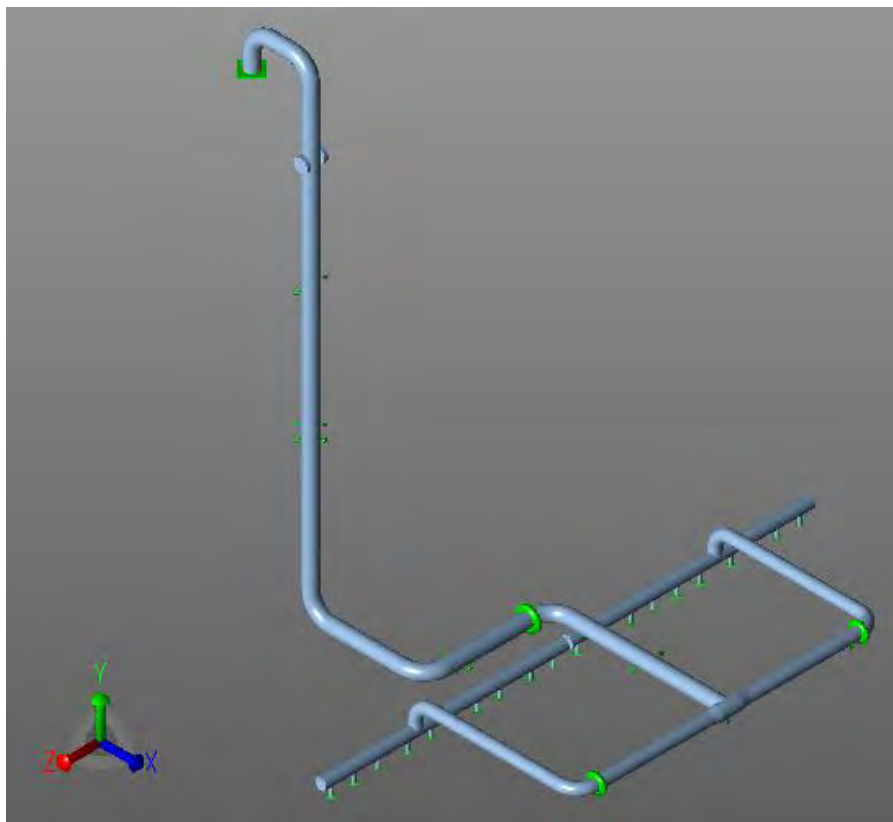


Figura 5.2. Línea en Caesar II

5.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

La información necesaria para el estudio se ha obtenido de los diagramas de tuberías e instrumentos (P&ID's), isométricas de diseño, lista de líneas y planos constructivos de los equipos (ver apartados 9.1 a 9.4).

Para el análisis de posibles ubicaciones de los puntos de suportación se han consultado los planos estructurales tanto del *rack*, como de la estructura auxiliar de los *air-coolers* (aerorefrigeradores), así como también se observa el diseño general de la planta en el modelo 3D.

Otra fuente de información han sido las especificaciones de *stress* del proyecto que sientan las bases de las condiciones de diseño que son de aplicación.

En este caso, es fundamental la consideración de la temperatura ambiente en 17° C y un factor para el cálculo del sismo de 0.35.

Así también establece que el efecto del viento no se tendrá en cuenta, ya que es más desfavorable la acción del terremoto. Los coeficientes de rozamiento considerados por esta especificación son de 0.3 en contactos acero-acero y de 0.4 en contactos acero-hormigón. El desplazamiento vertical máximo se establece en 15 mm.

Los tamaños y pesos de los elementos como bridas, o accesorios como reductores se obtienen de catálogos, ya que se trata de elementos totalmente estandarizados.

Otros datos que se obtienen tanto de las especificaciones del proyecto, como de los documentos del fabricante del equipo, son las cargas máximas permitidas en las toberas y que se calculan como se observa en la figura 5.3.

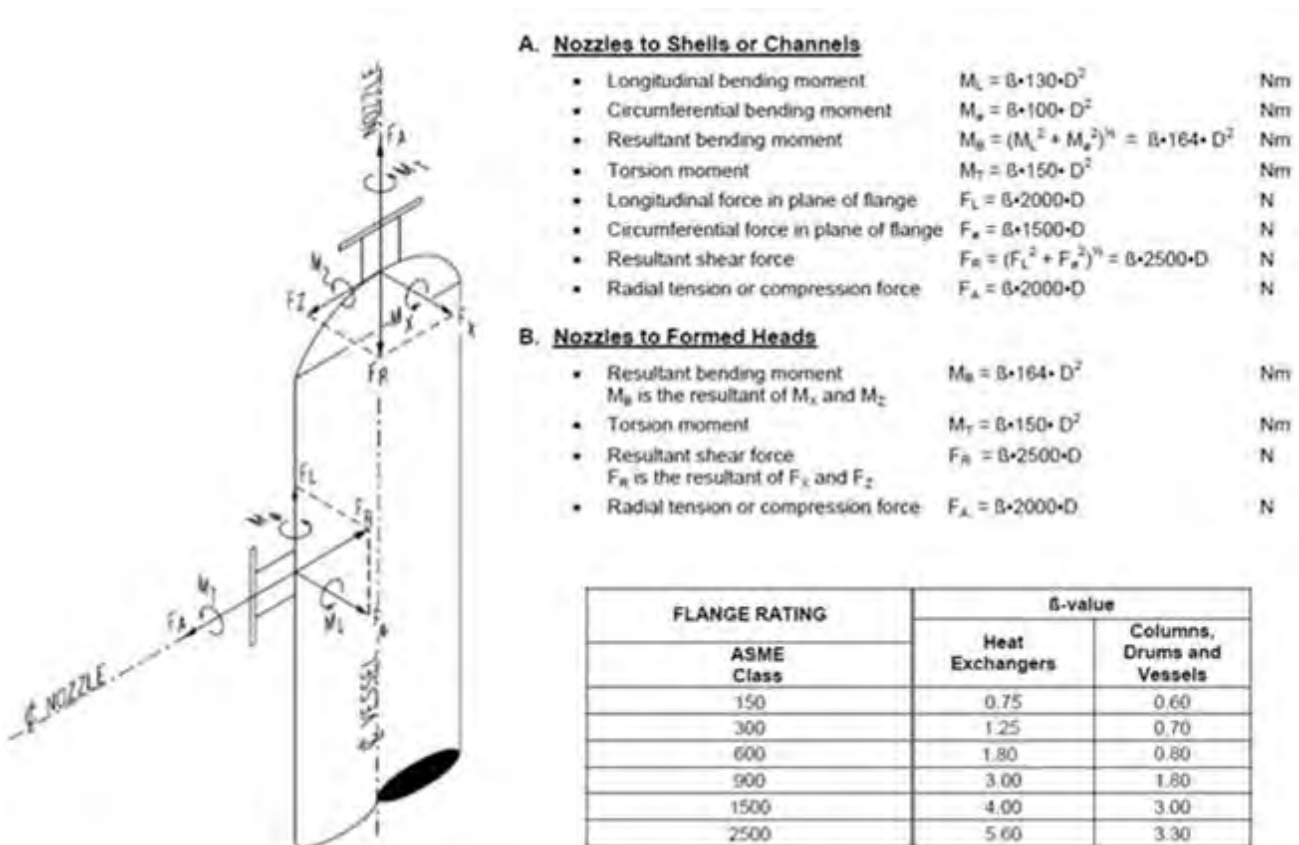


Figura 5.3. Cargas máximas en toberas de equipos



5.3 CONDICIONES DE CONTORNO

Para poder abordar el estudio se debe considerar el desplazamiento vertical que sufre la tubería al ser solidaria con la columna, cómo se ha determinado en el Capítulo 4 de este proyecto.

- En condiciones de operación (129 °C) se obtiene un desplazamiento vertical hacia arriba de 187 mm.
- En condiciones de diseño (170 °C) se obtiene un desplazamiento vertical hacia arriba de 271 mm.

También se tiene que tener en cuenta el desplazamiento lateral que sufre la tobera en caso de terremoto.

Este desplazamiento se obtiene por medio del *software* de cálculo de *Stress Caesar II*, que se describe en el apartado 5.4.1

Para ello, se modela la columna con el peso en operación que proporciona el fabricante del equipo (Ver Anexo 9.1) y se le introduce una aceleración de sismo de 0.35 g's en cada uno de los ejes horizontales como determina las especificaciones del proyecto.

Para el sismo, se obtiene un desplazamiento lateral de 97,779 mm, dato que se introduce en los casos de carga que corresponda como se muestra en el apartado 5.4.2.

5.4 CÁLCULO DE LA LÍNEA

5.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

El estudio de la línea se realiza con el programa CAESAR II. Este *software* es el utilizado mayoritariamente en el sector para la realización de cálculos de esfuerzos en sistemas de tuberías.

Para la realización del modelo tridimensional, es necesario introducir al programa por medio de su interfaz (ver figura 5.4), la siguiente información:

- Longitud, espesor y diámetro de tuberías.
- Material, aislamiento de las tuberías y espesor de corrosión.
- Condiciones de presión y temperatura.
- Densidad del fluido.

- Código con el que se va a comprobar los esfuerzos admisibles.
- Accesorios como: codos, derivaciones en T, *weldolets*, reductores y bridas.
- Soportes, anclajes y restricciones de la tubería.

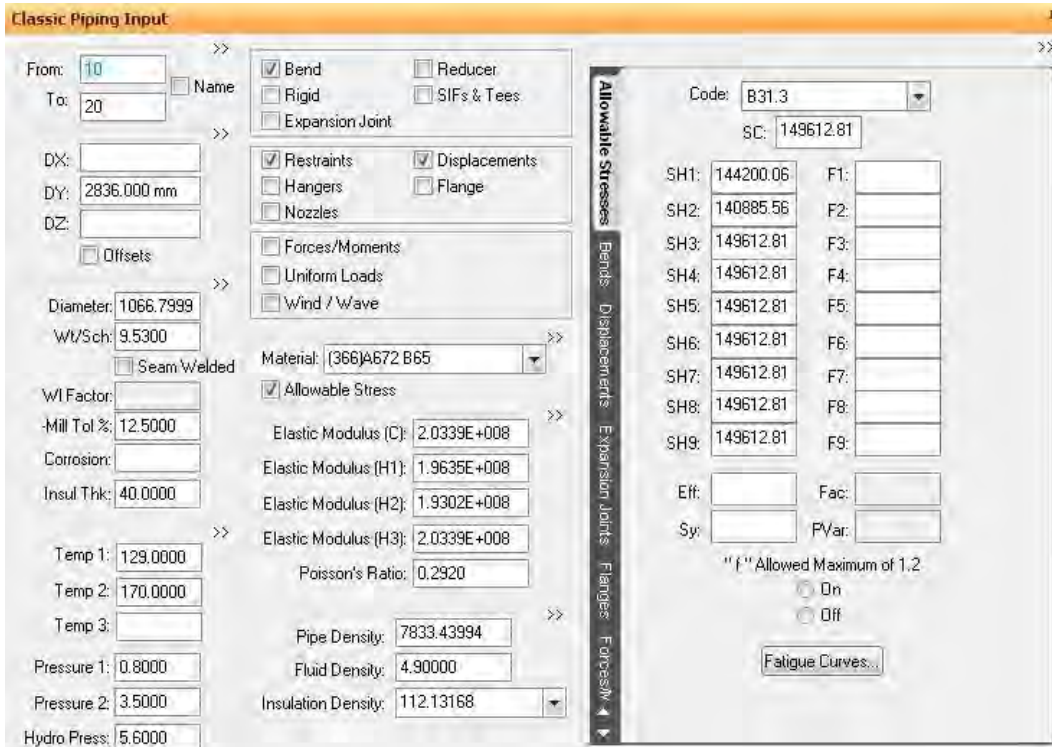


Figura 5.4. Interfaz Caesar II

Cada elemento del sistema dispone de 6 grados de libertad: desplazamiento y giros en X, Y, Z. Cualquier elemento que impida el movimiento de uno o varios de estos grados de libertad se considera restricción.

Además el programa permite realizar cualquier combinación de restricciones, ya sean del tipo traslacional o rotacional. Por lo tanto es posible restringir un único grado de libertad o sólo un sentido del mismo. Estas combinaciones permiten simular cualquier tipo de soporte que tenga el sistema que se desee analizar.



5.4.2 CASOS DE CARGA ESTUDIADOS

Para la realización del estudio es necesario tener en cuenta varios casos de carga. En primer lugar es necesario el análisis del comportamiento de la línea durante la prueba hidrostática que se debe realizar previa a la puesta en marcha de la planta.

En este caso intervienen las cargas del peso propio de la tubería llena de agua y la presión de prueba hidrostática.

También es necesario analizar el comportamiento de la línea en operación y en condiciones de diseño.

Para realizar este análisis hay que considerar el peso de la tubería, la presión, la temperatura y los desplazamientos iniciales (Ver apartado 5.3).

Las cargas ocasionales producidas por el sismo se analizan para los casos de operación. Esto se realiza añadiendo el efecto de la aceleración del sismo en cada uno de los ejes horizontales y en cada sentido por separado.

Para un mejor análisis es necesario tener casos de carga en los que actúen únicamente las cargas sostenidas, las cargas térmicas o las cargas ocasionales en combinación con las cargas sostenidas.

El resumen de las codificaciones aplicadas se presenta en la tabla 5.1.

W	Peso de la línea con fluido de operación
WW	Peso de la línea llena de agua
HP	Presión prueba hidrostática
D1, D2	Desplazamientos por la dilatación de la columna (1: Operación, 2: Diseño)
D3, D4	Desplazamientos de la columna por sismo (3: Eje X, 2: Eje Z)
T1, T2	Temperatura (1: Operación, 2: Diseño)
P1, T2	Presión (1: Operación, 2: Diseño)
H	<i>Hanger</i> (Carga del muelle)
U1, U2	Sismo (1: Eje X, 2: Eje Z)

Tabla 5.1. Codificación Caesar II



Con la codificación anterior, los casos de carga que se analizarán en CAESAR II se muestran en la tabla 5.2.

CASO 1 (HYD) WW+HP+H	Prueba hidrostática
CASO 2 (OPE) W+D1+T1+P1+H	Operación
CASO 3 (OPE) W+D2+T2+P2+H	Diseño
CASO 4 (SUS) W+P1+H	Sostenido en operación
CASO 5 (SUS) W+P2+H	Sostenido en diseño
CASO 6 (OPE) W+D1+D3+T1+P1+H+U1	Sismo(+X) en operación
CASO 7 (OPE) W+D2+D4+T2+P2+H+U2	Sismo (-X) en operación
CASO 8 (OPE) W+D1-D3+T1+P1+H-U1	Sismo (+Z) en operación
CASO 9 (OPE) W+D2-D4+T2+P2+H-U2	Sismo (-Z) en operación
CASO 10 (EXP) L10=L2-L4	Expansión en operación
CASO 11 (EXP) L11=L3-L4	Expansión en diseño
CASO 12 (OCC) L12=L6-L2	Sismo puro +X
CASO 13 (OCC) L13=L7-L3	Sismo puro -X
CASO 14 (OCC) L14=L8-L2	Sismo puro +Z
CASO 15 (OCC) L15=L9-L3	Sismo puro -Z

Tabla 5.2. Casos de carga CAESAR II

5.4.3 RESULTADOS

5.4.3.1 DESPLAZAMIENTOS

En las tablas de la 5.3 a la 5.7 se presentan los desplazamientos máximos en cada nodo del cálculo entre los sufridos en cada uno de los casos de carga.

NODO	DX [mm]	DY [mm]	DZ [mm]	RX [deg]	RY [deg]	RZ [deg]
10	-97,779	271	-97,779	0	0	0
11	-97,779	271	-97,779	0	0	0
18	97,828	273,207	97,848	-0,0047	-0,0076	-0,0116
19	99,42	274,585	-99,382	-0,1261	0,0657	-0,2807
20	101,884	272,506	-103,248	-0,1817	0,1905	-0,44
28	103,664	268,353	-107,986	-0,1858	0,1948	-0,4402
29	103,406	264,682	-110,9	-0,1802	0,2364	-0,2969
30	99,142	262,022	-108,856	-0,2324	0,2256	-0,2665
40	99,067	261,993	-108,791	-0,2325	0,2257	-0,2665
48	-9,458	200,479	38,992	-0,237	0,3108	-0,117
49	-14,557	195,587	42,836	-0,3819	0,2621	-0,5009
50	-17,582	181,962	41,501	-0,4188	-0,2748	-0,8129
58	-7,374	102,68	24,959	-0,4701	-0,2621	-0,8104
59	-4,999	85,194	23,99	-0,4298	-0,1526	-0,6527
60	-2,464	71,628	21,856	-0,4602	0,1125	-0,6461
70	-11,978	28,539	10,519	-0,4555	0,1145	-0,5547
80	-12,662	26,249	9,906	-0,4554	0,1145	-0,5543
89	-13,925	16,072	-9,294	-0,23	0,0693	-0,4437
90	-12,922	9,539	-9,15	-0,0991	0,0212	-0,105
100	26,097	0	-10,888	-0,0143	-0,0196	0,0342
105	24,202	-0,901	-10,553	-0,0247	-0,0268	0,0295
110	26,141	0,176	-10,889	-0,0125	-0,0191	0,0346
120	26	-0,172	-10,889	-0,0121	-0,0158	0,0346
130	26,133	0,298	-10,89	-0,0106	0,0187	0,0351
140	25,888	-0,287	-10,89	-0,0099	0,0124	0,0351
150	23,483	-0,101	24,966	0,0116	0,0852	0,0446
160	23,496	-0,159	25,478	0,0117	0,0851	0,0446
169	22,492	-0,976	26,903	0,0468	-0,0875	0,0536
170	20,563	-1,859	26,204	0,0461	-0,1166	-0,0278
178	3,743	5,169	4,538	0,0632	-0,1173	-0,0355
179	2,269	4,83	3,005	0,0351	-0,0355	-0,0526
180	-1,127	3,218	2,626	0,0012	-0,0096	0,0447

Tabla 5.3. Desplazamientos máximos Nodos 10-180

NODO	DX [mm]	DY [mm]	DZ [mm]	RX [deg]	RY [deg]	RZ [deg]
190	-0,62	2,081	2,608	0,0007	-0,0047	0,0431
200	23,855	-0,062	-26,148	-0,0061	-0,0877	0,0445
210	23,82	-0,093	-26,66	-0,0062	-0,0877	0,0445
219	22,741	-0,977	-28,226	-0,0439	0,0631	0,0535
220	20,752	-1,857	-27,604	-0,0337	0,1221	-0,0257
228	3,664	5,289	-4,531	-0,059	0,1251	-0,035
229	2,206	4,886	-2,968	-0,0299	0,0365	-0,0501
230	-1,193	3,217	-2,639	-0,001	0,0106	0,0471
240	-0,66	2,08	-2,623	-0,0006	0,0052	0,0454
250	-0,627	2,083	3,746	0,0005	-0,0028	0,0421
260	-0,575	2,082	1,468	0,0008	-0,0037	0,0411
270	-0,614	2,081	-1,483	-0,0008	0,004	0,0433
280	-0,663	2,082	-3,761	-0,0002	0,0027	0,0442
290	-0,622	2,084	4,767	0,0004	-0,0024	0,0411
300	-0,538	2,085	7,921	-0,0002	0,003	0,0383
310	-0,435	2,085	11,289	-0,0001	0,0029	0,0356
320	-0,353	2,085	14,442	0,0001	0,0026	0,034
330	-0,327	2,085	15,454	0,0001	0,0026	0,034
340	-0,315	2,085	15,932	0,0001	0,0026	0,034
350	0	0	3,745	0	0	0
360	0	0	7,924	0	0	0
370	0	0	11,291	0	0	0
380	0	0	14,444	0	0	0
390	-0,531	2,084	0,445	0,0011	-0,0038	0,0393
200	23,855	-0,062	-26,148	-0,0061	-0,0877	0,0445
210	23,82	-0,093	-26,66	-0,0062	-0,0877	0,0445
219	22,741	-0,977	-28,226	-0,0439	0,0631	0,0535
220	20,752	-1,857	-27,604	-0,0337	0,1221	-0,0257
228	3,664	5,289	-4,531	-0,059	0,1251	-0,035
229	2,206	4,886	-2,968	-0,0299	0,0365	-0,0501
230	-1,193	3,217	-2,639	-0,001	0,0106	0,0471
240	-0,66	2,08	-2,623	-0,0006	0,0052	0,0454
250	-0,627	2,083	3,746	0,0005	-0,0028	0,0421
260	-0,575	2,082	1,468	0,0008	-0,0037	0,0411
270	-0,614	2,081	-1,483	-0,0008	0,004	0,0433
280	-0,663	2,082	-3,761	-0,0002	0,0027	0,0442
290	-0,622	2,084	4,767	0,0004	-0,0024	0,0411

Tabla 5.4. Desplazamientos máximos Nodos 190-290



NODO	DX [mm]	DY [mm]	DZ [mm]	RX [deg]	RY [deg]	RZ [deg]
300	-0,538	2,085	7,921	-0,0002	0,003	0,0383
310	-0,435	2,085	11,289	-0,0001	0,0029	0,0356
320	-0,353	2,085	14,442	0,0001	0,0026	0,034
330	-0,327	2,085	15,454	0,0001	0,0026	0,034
340	-0,315	2,085	15,932	0,0001	0,0026	0,034
350	0	0	3,745	0	0	0
360	0	0	7,924	0	0	0
370	0	0	11,291	0	0	0
380	0	0	14,444	0	0	0
390	-0,531	2,084	0,445	0,0011	-0,0038	0,0393
400	0,431	2,085	-3,46	-0,0001	-0,0031	0,0342
410	0,347	2,085	-6,829	-0,0001	0,0021	0,0298
420	0,298	2,085	-9,983	-0,0001	0,0013	0,0268
430	-0,264	2,085	-14,274	0,0001	0,0007	0,0241
440	-0,249	2,085	-17,426	0	0,0006	0,0232
450	-0,245	2,085	-18,453	-0,0001	0,0006	0,0232
460	-0,243	2,085	-18,931	-0,0001	0,0006	0,0232
470	0	0	0	0	0	0
480	0	0	-3,462	0	0	0
490	0	0	-6,831	0	0	0
500	0	0	-9,984	0	0	0
510	0	0	-14,276	0	0	0
520	0	0	-17,428	0	0	0
530	-0,568	2,083	-0,46	-0,0012	0,004	0,0414
540	-0,446	2,085	3,459	0,0001	0,0034	0,0361
550	-0,357	2,085	6,828	-0,0001	-0,0021	0,0315
560	-0,309	2,085	9,982	0,0001	-0,0013	0,0282
570	-0,276	2,085	14,273	-0,0001	-0,0007	0,0254
580	-0,26	2,085	17,426	0	-0,0005	0,0244
590	-0,256	2,085	18,429	0,0001	-0,0005	0,0244
600	-0,253	2,085	18,907	0,0001	-0,0005	0,0244
610	0	0	0	0	0	0
620	0	0	3,461	0	0	0
630	0	0	6,83	0	0	0
640	0	0	9,983	0	0	0
650	0	0	14,275	0	0	0
660	-0,645	2,084	-4,782	-0,0002	0,0021	0,0432

Tabla 5.5. Desplazamientos máximos Nodos 300-660



NODO	DX [mm]	DY [mm]	DZ [mm]	RX [deg]	RY [deg]	RZ [deg]
670	-0,55	2,085	-7,936	-0,0001	-0,0032	0,04
680	-0,444	2,085	-11,304	0	-0,0029	0,037
690	-0,362	2,085	-14,456	-0,0001	-0,0026	0,0353
700	-0,336	2,085	-15,468	-0,0001	-0,0026	0,0353
710	-0,324	2,085	-15,947	-0,0001	-0,0026	0,0353
720	0	0	17,427	0	0	0
730	0	0	-4,786	0	0	0
740	0	0	-7,938	0	0	0
750	0	0	-11,306	0	0	0
760	0	0	-14,458	0	0	0
1700	5,482	4,439	7,413	0,0609	-0,1221	-0,0377
2200	5,402	4,607	-7,602	-0,0556	0,1305	-0,0378
3110	-0,393	2,085	12,866	0	0,0027	0,0348
4100	75,594	253,033	88,474	-0,2504	0,2382	-0,2697
4101	75,937	255,31	88,474	-0,256	0,2382	-0,2697
4102	76,13	256,675	88,474	-0,2562	0,2382	-0,2697
4103	75,251	255,106	-88,729	-0,2503	0,2382	-0,2697
4104	75,058	256,287	-89,267	-0,2502	0,2382	-0,2697
4200	-37,721	237,648	50	0,2859	0,2594	-0,2439
4300	-30,058	234,032	39,8	0,2947	0,2644	-0,2288
4310	-0,257	2,085	-15,85	0,0001	0,0006	0,0237
4400	-6	219,585	-6	0,2498	0,2844	-0,1199
4500	-4,707	212,372	-15,624	-0,2233	0,2944	-0,0648
4600	-6,756	205,165	-28,697	-0,2258	0,3043	-0,0884
5100	-16,865	176,433	39,938	-0,4224	-0,2744	-0,8158
6100	-1	65,144	20,244	-0,4629	0,1139	-0,6331
9100	12,638	7,971	-9,105	-0,0928	0,0208	-0,0946
9150	18,144	2,529	-9,277	-0,0581	0,0266	-0,0413
10350	0	0	3,745	0	0	0
10360	0	0	7,924	0	0	0
10370	0	0	11,291	0	0	0
10380	0	0	14,444	0	0	0
10470	0	0	0	0	0	0
10480	0	0	-3,462	0	0	0
10490	0	0	-6,831	0	0	0
10500	0	0	-9,984	0	0	0

Tabla 5.6.Desplazamientos máximos Nodos 670-10500



NODO	DX [mm]	DY [mm]	DZ [mm]	RX [deg]	RY [deg]	RZ [deg]
10510	0	0	-14,276	0	0	0
10520	0	0	-17,428	0	0	0
10610	0	0	0	0	0	0
10620	0	0	3,461	0	0	0
10630	0	0	6,83	0	0	0
10640	0	0	9,983	0	0	0
10650	0	0	14,275	0	0	0
10720	0	0	17,427	0	0	0
10730	0	0	-4,786	0	0	0
10740	0	0	-7,938	0	0	0
10750	0	0	-11,306	0	0	0
10760	0	0	-14,458	0	0	0
13000	24,364	0,509	17,123	0,0036	0,0689	0,0398
13100	23,455	0	24,071	0,0102	0,0853	0,044
14000	24,085	-0,403	-18,306	0,0045	-0,0691	0,0398
14100	23,912	0	-25,252	0,0055	-0,0878	0,044
14102	0	250	0	0	0	0
14200	-50	0	-50	0	0	0

Tabla 5.7. Desplazamientos máximos Nodos 10510-14200



5.4.3.2 CARGAS EN LAS RESTRICCIONES

En función a los casos de carga descritos en el apartado 5.4.2, se obtienen las siguientes cargas en las restricciones:

NODO 10: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	492	-49954	629	49960	1830	-6042	-15780	16996
2(OPE)	1382	-18811	-2349	19007	-3529	19677	-23332	30725
3(OPE)	3301	-33306	-1961	33527	-4082	22313	-62697	66674
4(SUS)	-3385	23217	-188	23463	745	395	89250	89254
5(SUS)	-3385	23217	-188	23463	745	395	89250	89254
6(OPE)	4454	-16557	-1264	17192	-1715	10567	-54400	55443
7(OPE)	4330	-33696	15727	37437	64146	-52878	-65267	105691
8(OPE)	-3835	-21418	-1661	21822	-3366	20004	8683	22065
9(OPE)	2510	-33105	-12878	35610	-67613	70817	-60962	115338
10(EXP)	4767	-42028	-2161	42353	-4274	19282	-112582	114301
11(EXP)	6687	-56524	-1773	56946	-4826	21918	-151947	153596
12(OCC)	3073	2254	1085	3962	1814	-9110	-31068	32427
13(OCC)	1028	-389	17688	17722	68228	-75191	-2570	101565
14(OCC)	-5217	-2608	688	5873	163	326	32015	32017
15(OCC)	-791	202	-10917	10947	-63531	48504	1735	79949
MAX	6687/C11	-56524/C11	17688/C13	56946/C11	68228/C13	-75191/C13	-151947/C11	153596/C11

Tabla 5.8. Cargas Nodo 10

NODO 100: APOYO						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	-722	-130547	-687	0	0	0
2(OPE)	14055	-47412	2183	0	0	0
3(OPE)	15213	-51205	2133	0	0	0
4(SUS)	629	-36303	170	0	0	0
5(SUS)	629	-36303	170	0	0	0
6(OPE)	13567	-45771	2114	0	0	0
7(OPE)	14674	-50953	4281	0	0	0
8(OPE)	14684	-48971	-463	0	0	0
9(OPE)	14237	-51309	-5852	0	0	0
10(EXP)	13426	-11109	2013	0	0	0
11(EXP)	14583	-14902	1963	0	0	0
12(OCC)	-488	1642	-68	0	0	0
13(OCC)	-538	251	2148	0	0	0
14(OCC)	629	-1559	-2646	0	0	0
15(OCC)	-976	-105	-7986	0	0	0
MAX	15213/C3	-130547/C1	-7986/C15			

Tabla 5.9. Cargas Nodo 100



NODO 350: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	547	-13209	0	13220	82	39	530	538
2(OPE)	-2963	-7518	0	8081	4	-212	2351	2361
3(OPE)	-3665	-8012	0	8810	5	-301	2678	2695
4(SUS)	104	-6068	0	6069	15	12	-58	61
5(SUS)	104	-6068	0	6069	15	12	-58	61
6(OPE)	7274	-5715	0	9251	1	-320	-10607	10612
7(OPE)	-4403	-12662	0	13406	6	-382	3353	3375
8(OPE)	-12731	-9173	0	15691	6	-103	14711	14711
9(OPE)	-1892	-2988	0	3537	7	-116	1131	1137
10(EXP)	-3067	-1450	0	3392	-11	-224	2409	2419
11(EXP)	-3769	-1944	0	4241	-11	-313	2736	2754
12(OCC)	10238	1803	0	10396	-3	-108	-12959	12959
13(OCC)	-738	-4650	0	4708	1	-81	676	681
14(OCC)	-9767	-1655	0	9906	2	109	12360	12360
15(OCC)	1774	5024	0	5328	2	185	-1547	1558
MAX	-12731/C8	-13209/C1		15691/C8	82/C1	-382/C7	14711/C8	14711/C8

Tabla 5.10. Cargas Nodo 350

NODO 360: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	331	-17653	0	17656	-16	7	513	513
2(OPE)	-2928	-5390	0	6134	-11	70	2369	2370
3(OPE)	-3795	-5474	0	6661	-12	80	2845	2846
4(SUS)	124	-5403	0	5404	-9	-2	-76	77
5(SUS)	124	-5403	0	5404	-9	-2	-76	77
6(OPE)	3963	-5078	0	6441	-6	-276	-7905	7910
7(OPE)	-4709	-6926	0	8375	-67	97	3630	3632
8(OPE)	-9494	-5667	0	11057	-15	399	12164	12171
9(OPE)	-1673	-4029	0	4363	43	39	1073	1075
10(EXP)	-3052	13	0	3052	-2	72	2445	2446
11(EXP)	-3919	-71	0	3920	-3	81	2921	2922
12(OCC)	6891	312	0	6898	4	-347	-10273	10279
13(OCC)	-914	-1452	0	1716	-55	17	785	787
14(OCC)	-6566	-277	0	6572	-4	329	9796	9802
15(OCC)	2122	1446	0	2568	55	-41	-1772	1773
MAX	-9494/C8	-17653/C1		17656/C1	-67/C7	399/C8	12164/C8	12171/C8

Tabla 5.11. Cargas Nodo 360



NODO 370: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	118	-14645	0	14645	-11	1	570	570
2(OPE)	-1395	-4301	0	4522	-3	105	1454	1458
3(OPE)	-1840	-4292	0	4670	-3	131	1701	1706
4(SUS)	63	-4351	0	4351	-3	-4	-42	42
5(SUS)	63	-4351	0	4351	-3	-4	-42	42
6(OPE)	2080	-4333	0	4806	-3	-197	-6357	6360
7(OPE)	-2310	-4279	0	4863	-47	163	2218	2224
8(OPE)	-4741	-4270	0	6380	-4	390	8926	8935
9(OPE)	-760	-4317	0	4383	40	56	553	557
10(EXP)	-1458	50	0	1459	0	109	1496	1500
11(EXP)	-1903	59	0	1904	0	134	1743	1748
12(OCC)	3475	-32	0	3475	1	-302	-7812	7818
13(OCC)	-470	12	0	470	-44	32	517	520
14(OCC)	-3346	31	0	3346	-1	285	7472	7477
15(OCC)	1080	-25	0	1080	44	-74	-1148	1151
MAX	-4741/C8	-14645/C1		14645/C1	-47/C7	390/C8	8926/C8	8935/C8

Tabla 5.12. Cargas Nodo 370

NODO 380: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	22	-14064	0	14064	9	1	596	596
2(OPE)	-10	-4224	0	4224	3	102	619	627
3(OPE)	-68	-4218	0	4219	3	129	643	656
4(SUS)	7	-4228	0	4228	3	-4	-9	10
5(SUS)	7	-4228	0	4228	3	-4	-9	10
6(OPE)	483	-4246	0	4273	3	-166	-5200	5203
7(OPE)	-106	-4064	0	4065	-39	161	898	913
8(OPE)	-549	-4203	0	4239	3	355	6214	6224
9(OPE)	12	-4372	0	4372	45	54	98	121
10(EXP)	-17	4	0	17	0	106	628	637
11(EXP)	-75	10	0	76	0	132	652	665
12(OCC)	493	-23	0	494	0	-268	-5819	5825
13(OCC)	-38	153	0	158	-42	32	256	261
14(OCC)	-539	20	0	539	0	253	5594	5600
15(OCC)	80	-154	0	174	42	-74	-545	552
MAX	-549/C8	-14064/C1		14064/C1	45/C9	355/C8	6214/C8	6224/C8

Tabla 5.13. Cargas Nodo 380



NODO 470: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-93	-9282	-473	9295	-288	13	859	906
2(OPE)	232	-5067	3838	6361	2270	-193	354	2306
3(OPE)	719	-5118	5164	7306	3051	-250	-45	3062
4(SUS)	-60	-4002	-137	4005	-72	8	42	84
5(SUS)	-60	-4002	-137	4005	-72	8	42	84
6(OPE)	9267	-4757	2126	10631	1254	152	-11526	11595
7(OPE)	1084	-2908	27537	27711	16171	-313	-64	16174
8(OPE)	-8473	-5390	5265	11339	3117	-516	11741	12159
9(OPE)	-49	-7075	-18967	20244	-11104	-106	6	11105
10(EXP)	292	-1065	3975	4126	2341	-201	312	2370
11(EXP)	779	-1116	5301	5473	3123	-258	-87	3135
12(OCC)	9035	310	-1712	9201	-1015	345	-11880	11928
13(OCC)	365	2210	22373	22485	13121	-63	-19	13121
14(OCC)	-8706	-323	1427	8828	847	-324	11387	11423
15(OCC)	-769	-1957	-24131	24222	-14155	144	51	14156
MAX	9267/C6	-9282/C1	27537/C7	27711/C7	16171/C7	-516/C8	-11880/C12	16174/C7

Tabla 5.14. Cargas Nodo 470

NODO 480: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-339	-13854	0	13858	-16	-20	890	890
2(OPE)	1084	-3618	0	3777	1	-47	-268	272
3(OPE)	1733	-3417	0	3831	2	-44	-770	771
4(SUS)	-85	-4014	0	4015	-1	0	59	59
5(SUS)	-85	-4014	0	4015	-1	0	59	59
6(OPE)	6869	-3970	0	7934	1	343	-9459	9465
7(OPE)	2257	175	0	2264	-48	-54	-933	936
8(OPE)	-4537	-3319	0	5621	2	-417	8568	8578
9(OPE)	560	-7199	0	7221	50	-22	-372	376
10(EXP)	1169	396	0	1234	3	-47	-328	331
11(EXP)	1818	596	0	1913	3	-44	-829	830
12(OCC)	5785	-352	0	5796	-1	390	-9190	9198
13(OCC)	523	3592	0	3630	-50	-9	-163	171
14(OCC)	-5621	298	0	5629	1	-370	8837	8845
15(OCC)	-1174	-3781	0	3959	49	22	398	402
MAX	6869/C6	-13854/C1		13858/C1	50/C9	-417/C8	-9459/C6	9465/C6

Tabla 5.15. Cargas Nodo 480



NODO 490: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-259	-14872	0	14874	-4	-27	750	750
2(OPE)	826	-4094	0	4176	-2	8	-203	203
3(OPE)	1232	-4053	0	4236	-3	26	-558	559
4(SUS)	-54	-4226	0	4226	-1	-2	42	42
5(SUS)	-54	-4226	0	4226	-1	-2	42	42
6(OPE)	3944	-4177	0	5745	-1	286	-7121	7127
7(OPE)	1564	-3498	0	3832	-56	34	-643	646
8(OPE)	-2243	-4020	0	4603	-3	-256	6466	6471
9(OPE)	473	-4659	0	4683	50	10	-333	337
10(EXP)	880	132	0	890	-1	10	-244	244
11(EXP)	1286	173	0	1298	-2	29	-599	600
12(OCC)	3118	-83	0	3119	1	277	-6918	6924
13(OCC)	333	556	0	648	-53	7	-85	100
14(OCC)	-3069	74	0	3070	-1	-264	6668	6673
15(OCC)	-759	-605	0	971	53	-17	225	232
MAX	3944/C6	-14872/C1		14874/C1	-56/C7	286/C6	-7121/C6	7127/C6

Tabla 5.16. Cargas Nodo 490

NODO 500: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-140	-16895	0	16896	-23	-22	614	615
2(OPE)	425	-4819	0	4838	-7	15	-12	20
3(OPE)	607	-4823	0	4861	-7	30	-227	229
4(SUS)	-25	-4822	0	4822	-6	-2	24	25
5(SUS)	-25	-4822	0	4822	-6	-2	24	25
6(OPE)	2332	-4815	0	5350	-6	182	-5715	5718
7(OPE)	757	-4916	0	4974	-52	37	-222	231
8(OPE)	-1479	-4822	0	5044	-7	-144	5494	5496
9(OPE)	260	-4728	0	4735	39	13	-209	213
10(EXP)	450	2	0	450	0	17	-36	40
11(EXP)	632	-1	0	632	0	32	-251	253
12(OCC)	1907	4	0	1907	0	167	-5702	5704
13(OCC)	150	-93	0	176	-45	7	6	46
14(OCC)	-1904	-3	0	1904	0	-159	5506	5508
15(OCC)	-347	94	0	360	45	-17	18	51
MAX	2332/C6	-16895/C1		16896/C1	-52/C7	182/C6	-5715/C6	5718/C6

Tabla 5.17. Cargas Nodo 500



NODO 510: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-26	-16621	0	16621	25	-14	486	487
2(OPE)	77	-4768	0	4769	7	10	164	164
3(OPE)	94	-4771	0	4772	7	18	58	61
4(SUS)	-3	-4762	0	4762	7	-1	10	12
5(SUS)	-3	-4762	0	4762	7	-1	10	12
6(OPE)	1423	-4763	0	4971	7	99	-4753	4754
7(OPE)	109	-4792	0	4793	-37	22	132	139
8(OPE)	-1282	-4772	0	4941	7	-75	4916	4917
9(OPE)	55	-4746	0	4746	50	10	-83	97
10(EXP)	79	-6	0	79	0	11	154	154
11(EXP)	97	-9	0	97	0	19	48	52
12(OCC)	1347	5	0	1347	0	89	-4917	4918
13(OCC)	15	-22	0	27	-44	4	74	86
14(OCC)	-1359	-4	0	1359	0	-85	4753	4754
15(OCC)	-39	24	0	46	44	-9	-142	149
MAX	1423/C6	-16621/C1		16621/C1	50/C9	99/C6	-4917/C12	4918/C12

Tabla 5.18. Cargas Nodo 510

NODO 520: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	67	-14027	0	14027	0	-12	409	409
2(OPE)	-70	-4067	0	4068	0	8	241	241
3(OPE)	-129	-4067	0	4069	0	15	186	187
4(SUS)	7	-4067	0	4067	0	-1	4	4
5(SUS)	7	-4067	0	4067	0	-1	4	4
6(OPE)	834	-4068	0	4153	0	80	-4247	4248
7(OPE)	-163	-4127	0	4130	-45	17	286	290
8(OPE)	-1000	-4067	0	4188	0	-61	4582	4582
9(OPE)	-50	-4007	0	4007	45	8	-18	49
10(EXP)	-77	0	0	77	0	9	238	238
11(EXP)	-136	0	0	136	0	16	183	184
12(OCC)	904	0	0	904	0	72	-4488	4489
13(OCC)	-34	-60	0	69	-45	3	100	110
14(OCC)	-930	0	0	930	0	-69	4341	4342
15(OCC)	79	60	0	99	45	-7	-204	209
MAX	-1000/C8	-14027/C1		14027/C1	45/C9	80/C6	4582/C8	4582/C8

Tabla 5.19. Cargas Nodo 520



NODO 610: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	178	-10304	530	10319	318	-24	569	652
2(OPE)	-751	-6278	-3112	7047	-1852	179	1371	2311
3(OPE)	-481	-6640	-4180	7861	-2482	228	1200	2766
4(SUS)	-102	-4659	155	4663	75	-8	78	109
5(SUS)	-102	-4659	155	4663	75	-8	78	109
6(OPE)	8650	-5475	-472	10248	-288	-213	-10922	10928
7(OPE)	956	-6994	18906	20181	11073	67	-1230	11141
8(OPE)	-9422	-7056	-5465	12978	-3247	537	12670	13090
9(OPE)	-358	-6178	-28352	29020	-16673	407	2021	16800
10(EXP)	-650	-1618	-3267	3703	-1928	187	1292	2328
11(EXP)	-379	-1981	-4335	4781	-2557	237	1122	2802
12(OCC)	9401	802	2640	9798	1565	-392	-12293	12398
13(OCC)	1437	-353	23086	23133	13554	-162	-2429	13771
14(OCC)	-8670	-778	-2353	9017	-1395	359	11300	11391
15(OCC)	123	462	-24172	24177	-14191	179	821	14216
MAX	-9422/C8	-10304/C1	-28352/C9	29020/C9	-16673/C9	537/C8	12670/C8	16800/C9

Tabla 5.20. Cargas Nodo 610

NODO 620: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-195	-13995	0	13996	14	8	691	691
2(OPE)	281	-3716	0	3727	-5	78	601	606
3(OPE)	728	-3625	0	3697	-6	81	311	321
4(SUS)	-114	-3962	0	3964	-1	1	87	87
5(SUS)	-114	-3962	0	3964	-1	1	87	87
6(OPE)	6078	-4175	0	7374	-3	-336	-8762	8768
7(OPE)	1135	-7172	0	7261	-47	-25	-1272	1273
8(OPE)	-5101	-3322	0	6087	-7	453	9232	9243
9(OPE)	1566	59	0	1567	36	138	536	555
10(EXP)	396	245	0	466	-4	76	514	520
11(EXP)	842	336	0	907	-5	80	224	238
12(OCC)	5797	-459	0	5815	2	-413	-9362	9371
13(OCC)	407	-3546	0	3569	-41	-107	-1583	1587
14(OCC)	-5382	394	0	5396	-2	375	8631	8639
15(OCC)	838	3684	0	3778	42	57	225	236
MAX	6078/C6	-13995/C1		13996/C1	-47/C7	453/C8	-9362/C12	9371/C12

Tabla 5.21. Cargas Nodo 620



NODO 630: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-211	-14843	0	14844	4	19	623	623
2(OPE)	422	-4003	0	4025	2	25	386	387
3(OPE)	718	-3966	0	4030	2	14	178	179
4(SUS)	-67	-4137	0	4138	1	3	59	59
5(SUS)	-67	-4137	0	4138	1	3	59	59
6(OPE)	3448	-4133	0	5382	1	-262	-6614	6619
7(OPE)	685	-4614	0	4665	-47	-44	-941	943
8(OPE)	-2452	-3887	0	4596	3	283	6877	6883
9(OPE)	1367	-3298	0	3570	52	21	382	386
10(EXP)	489	134	0	507	1	21	327	328
11(EXP)	785	171	0	803	1	11	120	121
12(OCC)	3026	-130	0	3029	-1	-286	-7000	7006
13(OCC)	-32	-648	0	649	-49	-58	-1119	1122
14(OCC)	-2874	116	0	2876	1	259	6491	6496
15(OCC)	649	668	0	931	50	7	204	210
MAX	3448/C6	-14843/C1		14844/C1	52/C9	-286/C12	-7000/C12	7006/C12

Tabla 5.22. Cargas Nodo 630

NODO 640: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-134	-16892	0	16893	23	17	523	524
2(OPE)	280	-4757	0	4765	7	7	386	386
3(OPE)	419	-4755	0	4773	7	-2	271	271
4(SUS)	-29	-4767	0	4767	6	3	34	35
5(SUS)	-29	-4767	0	4767	6	3	34	35
6(OPE)	2101	-4756	0	5199	6	-163	-5383	5385
7(OPE)	301	-4681	0	4691	-35	-34	-660	662
8(OPE)	-1511	-4757	0	4991	7	160	5768	5770
9(OPE)	754	-4834	0	4892	49	-5	582	584
10(EXP)	309	10	0	309	0	4	352	352
11(EXP)	448	12	0	448	0	-5	237	237
12(OCC)	1821	1	0	1821	0	-170	-5770	5773
13(OCC)	-118	75	0	140	-42	-32	-931	932
14(OCC)	-1791	0	0	1791	0	153	5382	5384
15(OCC)	335	-78	0	344	42	-3	311	314
MAX	2101/C6	-16892/C1		16893/C1	49/C9	-170/C12	-5770/C12	5773/C12

Tabla 5.23. Cargas Nodo 640



NODO 650: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-36	-16644	0	16644	-25	12	415	416
2(OPE)	87	-4724	0	4725	-7	1	433	433
3(OPE)	104	-4725	0	4726	-7	-4	393	393
4(SUS)	-2	-4718	0	4718	-7	1	16	17
5(SUS)	-2	-4718	0	4718	-7	1	16	17
6(OPE)	1384	-4717	0	4916	-7	-89	-4557	4558
7(OPE)	23	-4700	0	4700	-47	-19	-440	443
8(OPE)	-1233	-4730	0	4888	-7	83	5111	5112
9(OPE)	166	-4752	0	4755	33	-6	805	806
10(EXP)	89	-5	0	89	0	0	417	417
11(EXP)	106	-7	0	106	0	-6	377	377
12(OCC)	1297	7	0	1297	0	-90	-4990	4991
13(OCC)	-81	25	0	85	-40	-15	-834	835
14(OCC)	-1320	-6	0	1320	0	82	4678	4679
15(OCC)	62	-27	0	68	40	-2	411	413
MAX	1384/C6	-16644/C1		16644/C1	-47/C7	-90/C12	5111/C8	5112/C8

Tabla 5.24. Cargas Nodo 650

NODO 720: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	50	-13898	0	13898	-2	11	346	346
2(OPE)	15	-3983	0	3983	-1	1	453	453
3(OPE)	-23	-3983	0	3983	-1	-4	447	447
4(SUS)	10	-3983	0	3983	-1	1	9	9
5(SUS)	10	-3983	0	3983	-1	1	9	9
6(OPE)	883	-3983	0	4080	-1	-72	-4112	4113
7(OPE)	-124	-3927	0	3929	-42	-16	-332	335
8(OPE)	-912	-3983	0	4086	-1	67	4742	4742
9(OPE)	-53	-4039	0	4039	41	-5	893	894
10(EXP)	4	0	0	4	0	0	444	444
11(EXP)	-33	0	0	33	0	-5	439	439
12(OCC)	868	0	0	868	0	-73	-4565	4566
13(OCC)	-101	56	0	115	-41	-12	-779	780
14(OCC)	-926	0	0	926	0	66	4289	4290
15(OCC)	-30	-55	0	63	41	-1	445	447
MAX	-926/C14	-13898/C1		13898/C1	-42/C7	-73/C12	4742/C8	4742/C8

Tabla 5.25. Cargas Nodo 720



NODO 730: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	775	-13814	0	13836	-31	-18	213	216
2(OPE)	-3347	-6943	0	7708	21	41	3014	3014
3(OPE)	-4136	-7144	0	8255	25	78	3506	3507
4(SUS)	110	-5979	0	5980	7	-9	-54	55
5(SUS)	110	-5979	0	5980	7	-9	-54	55
6(OPE)	7215	-5172	0	8877	12	285	-10144	10148
7(OPE)	-991	-2190	0	2404	-26	86	-29	94
8(OPE)	-13124	-8500	0	15636	30	-179	15134	15135
9(OPE)	-7066	-12066	0	13983	75	155	6256	6258
10(EXP)	-3457	-964	0	3589	15	50	3069	3069
11(EXP)	-4247	-1166	0	4404	18	86	3560	3561
12(OCC)	10561	1771	0	10708	-9	244	-13159	13161
13(OCC)	3145	4955	0	5869	-51	8	-3534	3534
14(OCC)	-9778	-1558	0	9901	9	-220	12119	12121
15(OCC)	-2930	-4921	0	5727	50	78	2750	2752
MAX	-13124/C8	-13814/C1		15636	75/C9	285/C6	15134/C8	15135

Tabla 5.26. Cargas Nodo 730

NODO 740: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	448	-15257	0	15264	-4	3	312	312
2(OPE)	-2551	-4304	0	5003	7	-88	2511	2513
3(OPE)	-3254	-4270	0	5369	7	-99	2974	2976
4(SUS)	115	-4431	0	4432	4	1	-63	63
5(SUS)	115	-4431	0	4432	4	1	-63	63
6(OPE)	4585	-4141	0	6178	2	285	-8076	8081
7(OPE)	-969	-3481	0	3613	-46	5	67	81
8(OPE)	-9205	-4435	0	10218	11	-428	12290	12297
9(OPE)	-5740	-5064	0	7655	60	-170	5432	5435
10(EXP)	-2666	127	0	2669	2	-89	2574	2576
11(EXP)	-3369	161	0	3373	3	-100	3037	3039
12(OCC)	7136	163	0	7138	-5	373	-10587	10594
13(OCC)	2285	789	0	2417	-53	105	-2907	2909
14(OCC)	-6655	-131	0	6656	4	-340	9779	9785
15(OCC)	-2486	-794	0	2610	53	-70	2457	2459
MAX	-9205/C8	-15257/C1		15264/C1	60/C9	-428/C8	12290/C8	12297/C8

Tabla 5.27. Cargas Nodo 740



NODO 750: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	150	-14622	0	14623	5	6	429	429
2(OPE)	-1129	-4001	0	4157	1	-104	1618	1621
3(OPE)	-1480	-3983	0	4249	1	-126	1881	1885
4(SUS)	63	-4080	0	4080	1	3	-35	35
5(SUS)	63	-4080	0	4080	1	3	-35	35
6(OPE)	2333	-4068	0	4690	1	216	-6337	6341
7(OPE)	-515	-4093	0	4125	-41	-19	-134	141
8(OPE)	-4424	-3940	0	5924	1	-396	8993	9002
9(OPE)	-2675	-3876	0	4709	43	-224	3527	3534
10(EXP)	-1192	79	0	1195	0	-107	1653	1656
11(EXP)	-1543	97	0	1546	-1	-130	1916	1920
12(OCC)	3463	-67	0	3464	0	320	-7955	7961
13(OCC)	964	-110	0	970	-42	108	-2016	2019
14(OCC)	-3295	61	0	3296	0	-292	7376	7382
15(OCC)	-1195	107	0	1200	42	-97	1646	1649
MAX	-4424/C8	-14622/C1		14623/C1	43/C9	-396/C8	8993/C8	9002/C8

Tabla 5.28. Cargas Nodo 750

NODO 760: TOBERA EQUIPO								
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	FR [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]	MR [Nm]
1(HYD)	-13	-14212	0	14212	-10	5	500	500
2(OPE)	126	-4051	0	4053	-3	-98	840	846
3(OPE)	96	-4051	0	4052	-3	-121	915	923
4(SUS)	12	-4051	0	4051	-3	3	-5	7
5(SUS)	12	-4051	0	4051	-3	3	-5	7
6(OPE)	432	-4068	0	4091	-3	185	-5008	5011
7(OPE)	-124	-4173	0	4175	-45	-21	-339	343
8(OPE)	-284	-4037	0	4047	-4	-356	6292	6302
9(OPE)	113	-3930	0	3932	38	-215	1811	1824
10(EXP)	113	0	0	113	0	-101	846	852
11(EXP)	84	0	0	84	0	-124	920	928
12(OCC)	306	-17	0	306	0	283	-5849	5856
13(OCC)	-220	-122	0	252	-41	99	-1254	1259
14(OCC)	-409	14	0	409	0	-258	5452	5458
15(OCC)	17	122	0	123	41	-94	896	902
MAX	432/C6	-14212/C1		14212/C1	-45/C7	-356/C8	6292/C8	6302/C8

Tabla 5.29. Cargas Nodo 760



NODO 1700: MUELLE						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-82197	0	0	0	0
2(OPE)	0	-19406	0	0	0	0
3(OPE)	0	-19147	0	0	0	0
4(SUS)	0	-20035	0	0	0	0
5(SUS)	0	-20035	0	0	0	0
6(OPE)	0	-19569	0	0	0	0
7(OPE)	0	-19135	0	0	0	0
8(OPE)	0	-19251	0	0	0	0
9(OPE)	0	-19152	0	0	0	0
10(EXP)	0	628	0	0	0	0
11(EXP)	0	888	0	0	0	0
12(OCC)	0	-163	0	0	0	0
13(OCC)	0	12	0	0	0	0
14(OCC)	0	155	0	0	0	0
15(OCC)	0	-5	0	0	0	0
MAX		-82197/C1				

Tabla 5.30. Cargas Nodo 1700

NODO 2200: MUELLE						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-82803	0	0	0	0
2(OPE)	0	-19387	0	0	0	0
3(OPE)	0	-19116	0	0	0	0
4(SUS)	0	-20038	0	0	0	0
5(SUS)	0	-20038	0	0	0	0
6(OPE)	0	-19551	0	0	0	0
7(OPE)	0	-19137	0	0	0	0
8(OPE)	0	-19237	0	0	0	0
9(OPE)	0	-19115	0	0	0	0
10(EXP)	0	651	0	0	0	0
11(EXP)	0	921	0	0	0	0
12(OCC)	0	-164	0	0	0	0
13(OCC)	0	-21	0	0	0	0
14(OCC)	0	150	0	0	0	0
15(OCC)	0	1	0	0	0	0
MAX		-82803/C1				

Tabla 5.31. Cargas Nodo 2200



NODO 4102: MUELLE						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-229633	0	0	0	0
2(OPE)	0	-78626	0	0	0	0
3(OPE)	0	-79672	0	0	0	0
4(SUS)	0	-78171	0	0	0	0
5(SUS)	0	-78171	0	0	0	0
6(OPE)	0	-79609	0	0	0	0
7(OPE)	0	-80010	0	0	0	0
8(OPE)	0	-77767	0	0	0	0
9(OPE)	0	-79333	0	0	0	0
10(EXP)	0	-455	0	0	0	0
11(EXP)	0	-1502	0	0	0	0
12(OCC)	0	-983	0	0	0	0
13(OCC)	0	-338	0	0	0	0
14(OCC)	0	859	0	0	0	0
15(OCC)	0	340	0	0	0	0
MAX		-229633/C1				

Tabla 5.32. Cargas Nodo 4102

NODO 4104: MUELLE						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-241067	0	0	0	0
2(OPE)	0	-62156	0	0	0	0
3(OPE)	0	-54715	0	0	0	0
4(SUS)	0	-78164	0	0	0	0
5(SUS)	0	-78164	0	0	0	0
6(OPE)	0	-63126	0	0	0	0
7(OPE)	0	-54372	0	0	0	0
8(OPE)	0	-61302	0	0	0	0
9(OPE)	0	-55069	0	0	0	0
10(EXP)	0	16009	0	0	0	0
11(EXP)	0	23450	0	0	0	0
12(OCC)	0	-970	0	0	0	0
13(OCC)	0	343	0	0	0	0
14(OCC)	0	854	0	0	0	0
15(OCC)	0	-354	0	0	0	0
MAX		-241067/C1				

Tabla 5.33. Cargas Nodo 4104



NODO 4200: GUÍA EJE Z						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	0	0	0	0	0
2(OPE)	0	0	-2157	0	0	0
3(OPE)	0	0	-7065	0	0	0
4(SUS)	0	0	0	0	0	0
5(SUS)	0	0	0	0	0	0
6(OPE)	0	0	-2298	0	0	0
7(OPE)	0	0	-32538	0	0	0
8(OPE)	0	0	-6649	0	0	0
9(OPE)	0	0	1951	0	0	0
10(EXP)	0	0	-2157	0	0	0
11(EXP)	0	0	-7065	0	0	0
12(OCC)	0	0	-141	0	0	0
13(OCC)	0	0	-25473	0	0	0
14(OCC)	0	0	-4492	0	0	0
15(OCC)	0	0	9016	0	0	0
MAX			-32538/C7			

Tabla 5.34. Cargas Nodo 4200

NODO 4400: GUÍA EJE X, GUÍA EJE Z						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	0	0	0	0	0
2(OPE)	10584	0	2976	0	0	0
3(OPE)	10887	0	7093	0	0	0
4(SUS)	6993	0	0	0	0	0
5(SUS)	6993	0	0	0	0	0
6(OPE)	69124	0	0	0	0	0
7(OPE)	7715	0	66496	0	0	0
8(OPE)	-41098	0	8925	0	0	0
9(OPE)	13377	0	-42498	0	0	0
10(EXP)	3591	0	2976	0	0	0
11(EXP)	3893	0	7093	0	0	0
12(OCC)	58540	0	-2976	0	0	0
13(OCC)	-3172	0	59404	0	0	0
14(OCC)	-51682	0	5949	0	0	0
15(OCC)	2491	0	-49590	0	0	0
MAX	69124/C6		66496/C7			

Tabla 5.35. Cargas Nodo 4400



NODO 6100: APOYO, GUÍA EJE X						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	-1009	-123583	0	0	0	0
2(OPE)	-15782	0	0	0	0	0
3(OPE)	-18832	0	0	0	0	0
4(SUS)	-4315	-19167	0	0	0	0
5(SUS)	-4315	-19167	0	0	0	0
6(OPE)	-22498	0	0	0	0	0
7(OPE)	-23595	0	0	0	0	0
8(OPE)	-15347	0	0	0	0	0
9(OPE)	-14399	0	0	0	0	0
10(EXP)	-11467	19167	0	0	0	0
11(EXP)	-14517	19167	0	0	0	0
12(OCC)	-6716	0	0	0	0	0
13(OCC)	-4763	0	0	0	0	0
14(OCC)	435	0	0	0	0	0
15(OCC)	4433	0	0	0	0	0
MAX	-23595/C7	-123583/C1				

Tabla 5.36. Cargas Nodo 6100

NODO 9100: APOYO						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-116692	0	0	0	0
2(OPE)	0	-12582	0	0	0	0
3(OPE)	0	0	0	0	0	0
4(SUS)	0	-32884	0	0	0	0
5(SUS)	0	-32884	0	0	0	0
6(OPE)	0	-14093	0	0	0	0
7(OPE)	0	0	0	0	0	0
8(OPE)	0	-10555	0	0	0	0
9(OPE)	0	0	0	0	0	0
10(EXP)	0	20302	0	0	0	0
11(EXP)	0	32884	0	0	0	0
12(OCC)	0	-1511	0	0	0	0
13(OCC)	0	0	0	0	0	0
14(OCC)	0	2027	0	0	0	0
15(OCC)	0	0	0	0	0	0
MAX		-116692/C1				

Tabla 5.37. Cargas Nodo 9100



NODO 9150: GUÍA EJE Z						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	0	0	0	0	0
2(OPE)	0	0	0	0	0	0
3(OPE)	0	0	0	0	0	0
4(SUS)	0	0	0	0	0	0
5(SUS)	0	0	0	0	0	0
6(OPE)	0	0	1774	0	0	0
7(OPE)	0	0	40234	0	0	0
8(OPE)	0	0	0	0	0	0
9(OPE)	0	0	-35055	0	0	0
10(EXP)	0	0	0	0	0	0
11(EXP)	0	0	0	0	0	0
12(OCC)	0	0	1774	0	0	0
13(OCC)	0	0	40234	0	0	0
14(OCC)	0	0	0	0	0	0
15(OCC)	0	0	-35055	0	0	0
MAX			40234/C7			

Tabla 5.38. Cargas Nodo 9150

NODO 13100: APOYO						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-80100	0	0	0	0
2(OPE)	0	-24189	0	0	0	0
3(OPE)	0	-22253	0	0	0	0
4(SUS)	0	-26766	0	0	0	0
5(SUS)	0	-26766	0	0	0	0
6(OPE)	0	-26439	0	0	0	0
7(OPE)	0	-23614	0	0	0	0
8(OPE)	0	-21900	0	0	0	0
9(OPE)	0	-21236	0	0	0	0
10(EXP)	0	2577	0	0	0	0
11(EXP)	0	4513	0	0	0	0
12(OCC)	0	-2249	0	0	0	0
13(OCC)	0	-1361	0	0	0	0
14(OCC)	0	2290	0	0	0	0
15(OCC)	0	1017	0	0	0	0
MAX		-80100/C1				

Tabla 5.39. Cargas Nodo 13100



NODO 14100: APOYO						
Caso	FX [N]	FY [N]	FZ [N]	MX [Nm]	MY [Nm]	MZ [Nm]
1(HYD)	0	-79897	0	0	0	0
2(OPE)	0	-26660	0	0	0	0
3(OPE)	0	-29050	0	0	0	0
4(SUS)	0	-24836	0	0	0	0
5(SUS)	0	-24836	0	0	0	0
6(OPE)	0	-28530	0	0	0	0
7(OPE)	0	-28914	0	0	0	0
8(OPE)	0	-25101	0	0	0	0
9(OPE)	0	-29437	0	0	0	0
10(EXP)	0	-1824	0	0	0	0
11(EXP)	0	-4214	0	0	0	0
12(OCC)	0	-1870	0	0	0	0
13(OCC)	0	135	0	0	0	0
14(OCC)	0	1558	0	0	0	0
15(OCC)	0	-388	0	0	0	0
MAX		-79897/C1				

Tabla 5.40. Cargas Nodo 14100

5.4.3.3 TENSIONES EN LOS ELEMENTOS

En las tablas de la 5.41 a la 5.49 se presentan los resultados de las tensiones máximas que sufre el sistema en los distintos casos de carga.

Nótese que cómo el cálculo se realiza bajo el código B31.3 [1], no analiza los casos en operación (Casos 2, 3, 6, 7, 8 y 9) ya que se calculan las tensiones por separado para cada caso de carga sostenida, casos de expansión, casos de carga ocasionales y prueba hidrostática.

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 1 (HYD) WW+HP+H	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	27162,2 (NODO 4100)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	30514,5 (NODO 60)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	1461,3 (NODO 89)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	29263,2 (NODO 4103)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	241311
RATIO (%)	12,1 (NODO 4103)

Tabla 5.41. Esfuerzos máximos Caso 1

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 4 (SUS) W+P1+H	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	5293,7 (NODO 4100)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	50603,3 (NODO 18)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	1919,5 (NODO 60)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	40967,5 (NODO 18)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	140885,6
RATIO (%)	29,1 (NODO 18)

Tabla 5.42. Esfuerzos máximos Caso 4

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 5 (SUS) W+P2+H	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	12647,8 (NODO 4100)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	50603,3 (NODO 18)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	1919,5 (NODO 60)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	48321,6 (NODO 18)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	140885,6
RATIO (%)	34,3 (NODO 18)

Tabla 5.43. Esfuerzos máximos Caso 5

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 10 (EXP) D1+T1	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	1327,8 (NODO 18)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	77123,2 (NODO 48)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	6825,5 (NODO 59)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	77131,4 (NODO 48)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	341569,9
RATIO (%)	22,6 (NODO 48)

Tabla 5.44. Esfuerzos máximos Caso 10

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 11 (EXP) D2+T2	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	9139,9 (NODO 18)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	106663,5 (NODO 48)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	9417,5 (NODO 59)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	106676,4 (NODO 48)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	337426,7
RATIO (%)	31,6 (NODO 48)

Tabla 5.45. Esfuerzos máximos Caso 11

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 12 (OCC) D3+U1	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	1027,2 (NODO 228)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	54586,4 (NODO 690)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	1744,7 (NODO 270)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	54589,4 (NODO 690)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	183396,4
RATIO (%)	29,8 (NODO 690)

Tabla 5.46. Esfuerzos máximos Caso 12

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 13 (OCC) D4+U2	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	762,3 (NODO 730)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	128606,2 (NODO 530)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	4533,7 (NODO 18)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	128660,5 (NODO 530)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	183396,4
RATIO (%)	70,2 (NODO 530)

Tabla 5.47. Esfuerzos máximos Caso 13

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 14 (OCC) -D3-U1	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	938,1 (NODO 178)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	49552,9 (NODO 690)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	1586,8 (NODO 260)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	49555,1 (NODO 690)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	183396,4
RATIO (%)	27,0 (NODO 690)

Tabla 5.48. Esfuerzos máximos Caso 14

ESFUERZOS MÁXIMOS CASO 15 (OCC) -D4-U2	
ESFUERZO AXIAL [KPa]	773 (NODO 350)
ESFUERZO FLECTOR [KPa]	134814,8 (NODO 530)
ESFUERZO TORSOR [KPa]	2924,6 (NODO 18)
ESFUERZO COMBINADO DEL CÓDIGO [KPa]	134885,4 (NODO 530)
ESFUERZO ADMISIBLE DEL CÓDIGO [KPa]	183396,4
RATIO (%)	73,5 (NODO 530)

Tabla 5.49. Esfuerzos máximos Caso 15

5.5 COMPROBACIÓN DE LOS RESULTADOS

Para asegurar que se cumple con el código y con las especificaciones del proyecto, se comprueba los resultados anteriormente expuestos. Para ver estos resultados en cada nodo ver isométricos de *Stress* (Anexo 9.5)

5.5.1 DESPLAZAMIENTOS

En el apartado 5.4.3.1 aparecen los resultados de los desplazamientos máximos en cada nodo entre los desplazamientos sufridos en cada caso de carga.

Estos desplazamientos son máximos debido al comportamiento de la columna que impone grandes desplazamientos como condición de contorno.

En el resto de la línea aparecen en diversos nodos desplazamientos verticales mayores a los establecidos por la especificación del proyecto (15mm), pero en ningún caso es en un tramo de tubería horizontal en el que se pudiera crear una bolsa de condensado, sino que es en tramos de tubería vertical dónde hay que dejar libre la expansión de la tubería, porque sino los esfuerzos sobre esas restricciones que impidieran la dilatación de la tubería serían enormes.

Los desplazamientos horizontales en ningún caso provocan riesgo de choque con el tramo simétrico de tubería, ya que en el punto más crítico, tanto el nodo 460 como el nodo 600 como máximo se desplazan 18,9 mm en sentidos contrarios en el eje Z, por lo que se acercan 37,8 mm existiendo una separación entre ellos de 239 mm como se aprecia en la figura 5.5.

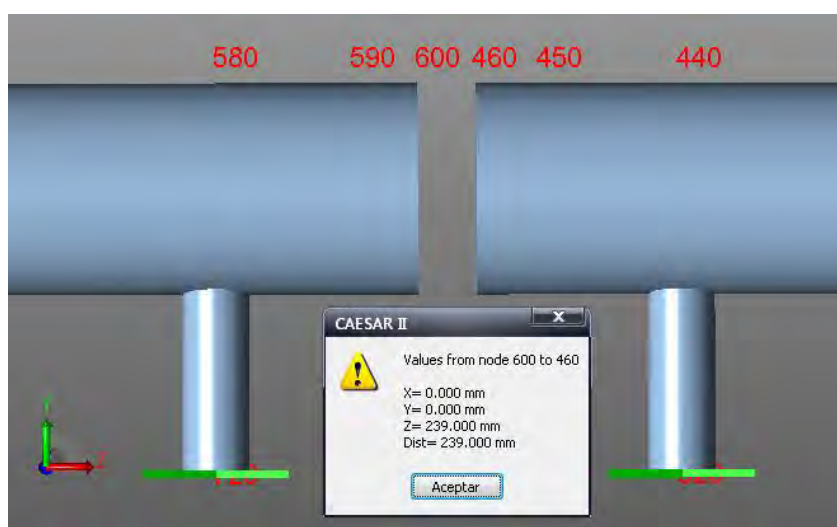


Figura 5.5. Desplazamiento Nodos 460 y 600

En el eje X, no hay ninguna posibilidad de choque entre tuberías.



5.5.2 CARGAS EN LAS RESTRICCIONES

Al analizar las cargas resultantes de los cálculos en el apartado 5.4.3.2 se realizan varias comprobaciones.

En primer lugar se comprueba que en los puntos de apoyo la tubería no se levanta. En este caso, todos los puntos de apoyo existe una reacción vertical no nula, de forma que para cualquier caso de carga el soporte trabaja.

La otra comprobación consiste en analizar si todas las cargas sobre las conexiones a las toberas de los equipos están por debajo de las admisibles.

Cómo se ha expuesto en la figura 5.3 del apartado 5.2, las cargas admisibles para la tobera de la columna y para las toberas de los *air-coolers* son:

- **Columna:** $\varnothing=42''$; $\beta=0,7$ (Rating de la brida #300)

$$M_B = \beta \cdot 164 \cdot D^2 = 0,7 \cdot 164 \cdot 42^2 = 202,5 \text{ KNm} > M_{R \text{ máx}} \text{ en Nodo 10 (Ver tabla 5.8)}$$

$$M_T = \beta \cdot 150 \cdot D^2 = 0,7 \cdot 150 \cdot 42^2 = 185,2 \text{ KNm} > M_{Y \text{ máx}} \text{ en Nodo 10 (Ver tabla 5.8)}$$

$$F_R = \beta \cdot 2500 \cdot D = 0,7 \cdot 2500 \cdot 42 = 73,5 \text{ KN} > F_{R \text{ máx}} \text{ en Nodo 10 (Ver tabla 5.8)}$$

$$F_A = \beta \cdot 2000 \cdot D = 0,7 \cdot 2000 \cdot 42 = 58,8 \text{ KN} > F_{Y \text{ máx}} \text{ en Nodo 10 (Ver tabla 5.8)}$$

- **Intercambiadores:** $\varnothing=10''$; $\beta=1,25$ (Rating de la brida #300)

$$M_B = \beta \cdot 164 \cdot D^2 = 1,25 \cdot 164 \cdot 10^2 = 20,5 \text{ KNm} > M_{R \text{ máx}} \text{ en Nodo 610 (Ver Tabla 5.20)}$$

$$M_T = \beta \cdot 150 \cdot D^2 = 1,25 \cdot 150 \cdot 10^2 = 18,75 \text{ KNm} > M_{Y \text{ máx}} \text{ en Nodo 610 (Ver Tabla 5.20)}$$

$$F_R = \beta \cdot 2500 \cdot D = 1,25 \cdot 2500 \cdot 10 = 31,25 \text{ KN} > F_{R \text{ máx}} \text{ en Nodo 610 (Ver Tabla 5.20)}$$

$$F_A = \beta \cdot 2000 \cdot D = 1,25 \cdot 2000 \cdot 10 = 25 \text{ KN} > F_{Y \text{ máx}} \text{ en Nodo 360 (Ver tabla 5.11)}$$

Se ha verificado que las cargas máximas obtenidas entre cada una de las toberas, son menores que las cargas admisibles proporcionadas por las especificaciones del proyecto y por la documentación del proveedor de los equipos, incluso en los casos de cargas ocasionales.

5.5.3 TENSIONES EN LOS ELEMENTOS

En el apartado 5.4.3.3 se muestran los informes de tensiones máximas en los elementos. En estos informes se puede observar que en todos los casos, los esfuerzos se encuentran por debajo de los admisibles con unos márgenes de seguridad elevados.

El esfuerzo más desfavorable se da en el caso de carga 15 correspondiente al sismo puro en el eje $-Z$ en el nodo 530, siendo del 73,5% del esfuerzo admisible.

Este dato es el esperado ya que es una zona con gran carga y tiene un factor de intensificación de esfuerzos (SIF) debido a la utilización de un *Weldolet* en la derivación.

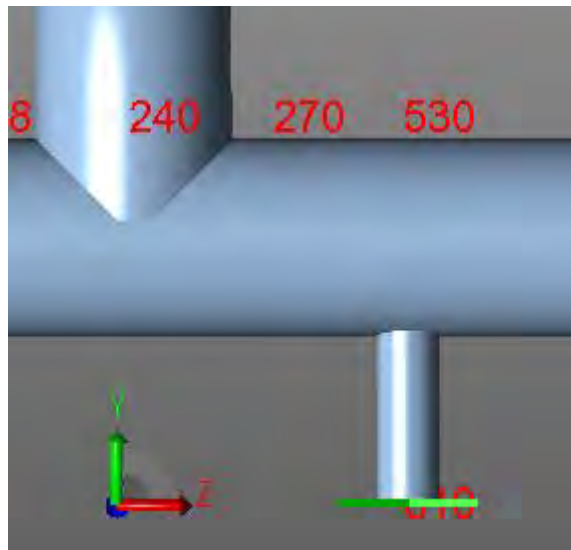


Figura 5.6. Esfuerzo en Nodo 530



6. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

6.1 CONCLUSIONES

A nivel técnico, el estudio realizado arroja unos resultados que cumplen con la normativa vigente, tanto externa (normas internacionales) como interna (especificaciones del proyecto concreto).

Tanto los esfuerzos como los desplazamientos y cargas en las restricciones están dentro de los límites admisibles. Esto permite garantizar la integridad del sistema durante la operación de la planta de forma que ésta sea segura para el personal que en ella trabaje.

El presente proyecto profundiza en un campo muy especializado de la ingeniería. El volumen de información que es necesario manejar para realizar un buen análisis de *Stress* supone una gran exigencia para el ingeniero.

Se adquieren conocimientos de campos muy diferentes de la ingeniería, cómo mecánica de sólidos, ingeniería de fluidos, ingeniería de materiales o ingeniería química al estar en contacto directo con especialistas de éstas áreas.

6.2 TRABAJOS FUTUROS

Como futuras líneas de trabajo se pueden considerar varias direcciones diferentes pero de igual interés y relevancia.

Se propone profundizar más en los cálculos de flexibilidad dado que existen casos especiales que el presente proyecto no recoge. Se trata por ejemplo de cálculos específicos de fuga en bridas, cálculos modales para sistemas sometidos a vibración, cálculos específicos de descarga de válvulas de alivio, etc.

El análisis de esos casos especiales, se considera un trabajo de gran utilidad e interés y que complementaría el trabajo expuesto en este proyecto.

También se propone la profundización en el siguiente paso lógico en la cadena de trabajo, los soportes. El presente proyecto habla de la necesidad de la colocación de restricciones en la tubería, aunque no profundiza en los tipos de soportes que se utilizan ni el cálculo y diseño de éstos.



Se considera interesante un trabajo en el que se analicen los soportes más comunes desde el punto de vista de su diseño mecánico, que incluya cálculos de esfuerzos y dimensionamiento de los elementos (tornillos, abrazaderas, perfiles de acero, varillas, etc.) para una carga determinada.

Otra vía en la que se puede profundizar es en el cálculo y diseño de la columna de destilación. Acorde a las necesidades del proceso, calcular las dimensiones del equipo y los esfuerzos a los que está sometido.

El dimensionado del recipiente a presión cumpliendo con el código es un trabajo que complementaría el presente proyecto.



7. PRESUPUESTO

A continuación se muestra el presupuesto para la realización del presente proyecto. El presupuesto contabiliza las horas de ingeniero y valora la retribución de éste en base al convenio colectivo nacional de empresas de ingeniería y oficinas de estudios técnicos.

En base a la tabla salarial, se considera el salario anual del Nivel 2, diplomados y Titulados 1^{er} ciclo universitario (17544,24 €), basado en 1800 h/año. Como este convenio informa existe un plus de convenio de 2109,69 €/año que se añade a la retribución anual.

Para el presente presupuesto, se tiene en cuenta la licencia del software de cálculo utilizado (CAESAR II), se realiza un cómputo del precio (2000 €) en base al tiempo utilizado (100 h). Se considera que el tiempo que se utiliza esta licencia al año son 1800 horas y que para los cálculos del proyecto se ha usado 100 horas.

En el precio final también se consideran los gastos de oficina como impresión de documentos, amortización del ordenador, material de oficina o luz. Este desglose y la suma total se presentan en la tabla 7.1.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	PRECIO POR UNIDAD	TOTAL
200	Horas	Horas de trabajo Retribución de Ingeniero en base al salario establecido en el CONVENIO COLECTIVO NACIONAL DE EMPRESAS DE INGENIERÍA Y OFICINAS DE ESTUDIOS TÉCNICOS para el Nivel 2, Diplomados y titulados 1 ^{er} ciclo universitario.	10,9 €/h	2180 €
100	Horas	Licencia de Software de cálculo CAESAR II	1,1 €/h	110 €
1	UD.	Gastos de oficina	50 €	50 €
Tabla 7.1. Presupuesto			SUBTOTAL	2340 €
			IMPUESTOS	21%
			OTROS	0
			TOTAL	2831,4 €



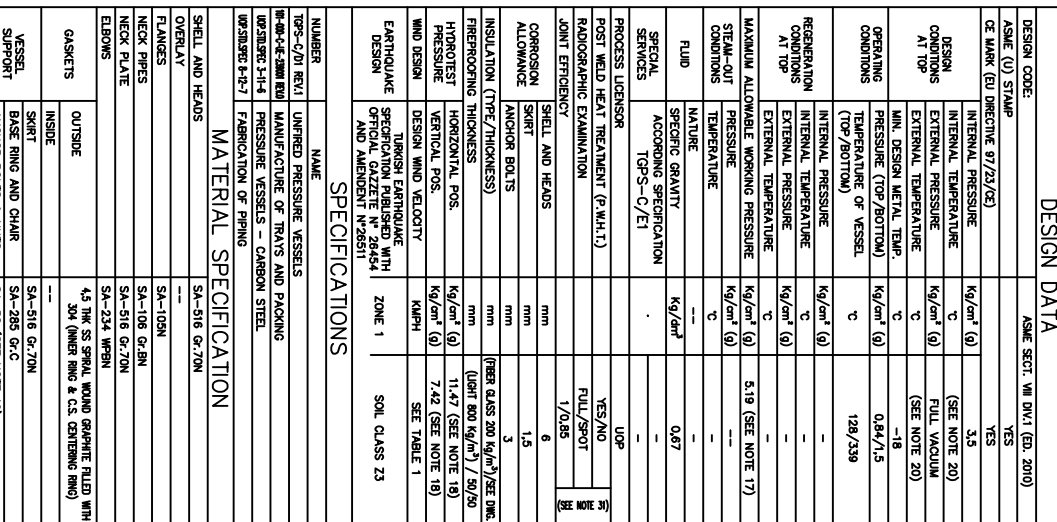
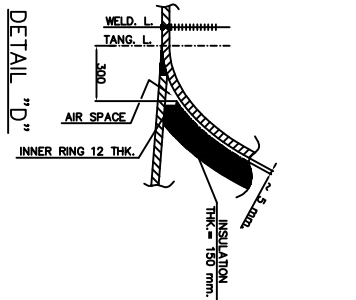
8. REFERENCIAS

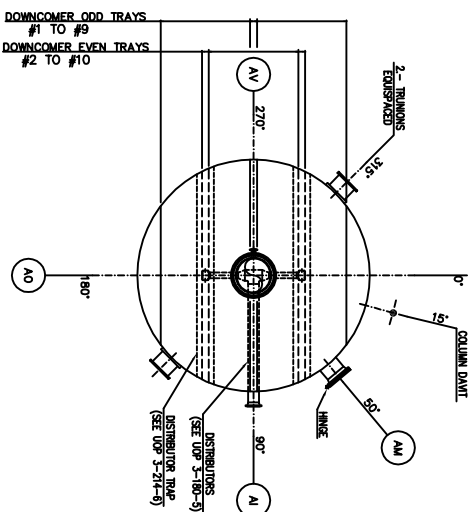
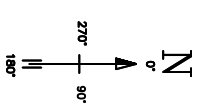
- [1] ASME B31.1. *"Power Piping"*
- [2] ASME B31.3. *"Process Piping"*
- [3] ASME B31E *"Standard for the Seismic Design and Retrofit of Above-Ground Piping Systems"*.
- [4] ASME Pressure Vessels Section VIII. Division I.
- [5] ASME Pressure Vessels Section VIII. Division II.
- [6] ASME Pressure Vessels. The ASME Code Simplified. Eight Edition
- [7] Dennis Moss. *"Pressure Vessel Design Manual"*. Third Edition. Elsevier.
- [8] Eugene F. Megyesy. *"Manual de Recipientes a Presión"*. Limusa.
- [9] Mohinder L. Nayyar. *"Piping Handbook"*. Seventh Edition. McGraw-Hill.
- [10] Sam Kannappan. *"Introduction to Pipe Stress Analysis"*. John Wiley & Sons, Inc.
- [11] Liang-Chuan Peng, Tsen-Loong Peng. *"Pipe Stress Engineering"*. ASME Press.



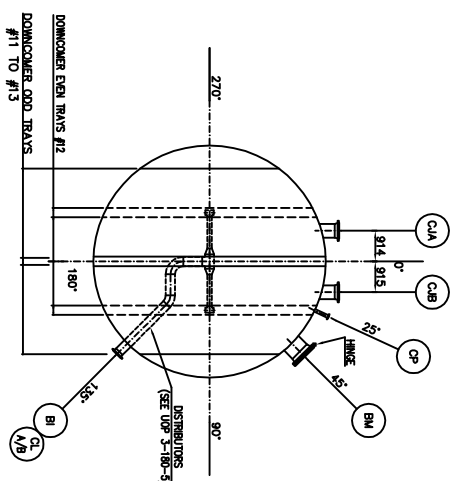
9. ANEXOS

9.1 PLANOS DEL EQUIPO

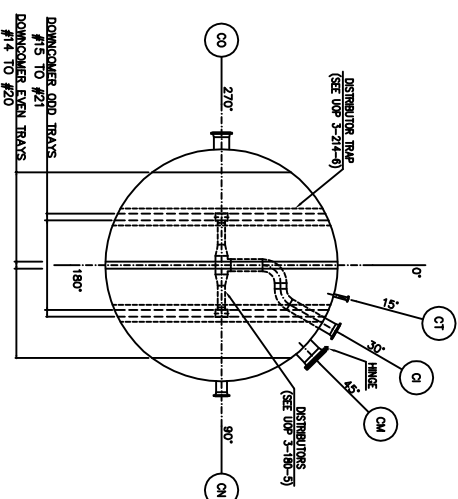
[illegible][illegible][illegible][illegible]



ORIENTATIONS
VIEW "A-A"

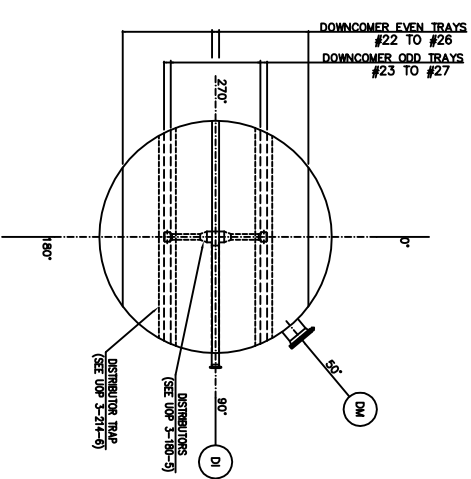


ORIENTATIONS
VIEW "B-B"

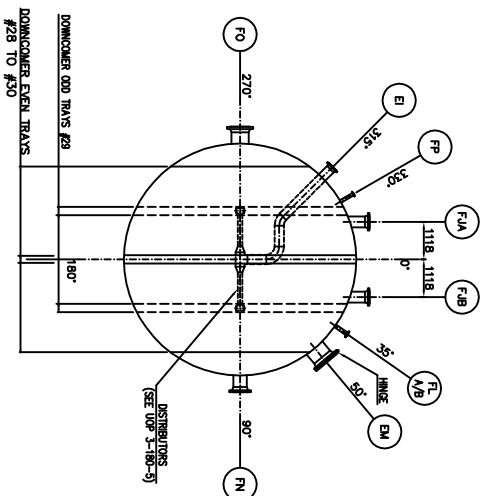


ORIENTATIONS

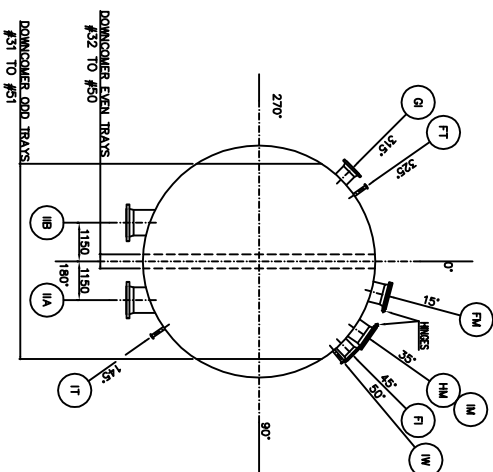
VIEW "C-C"



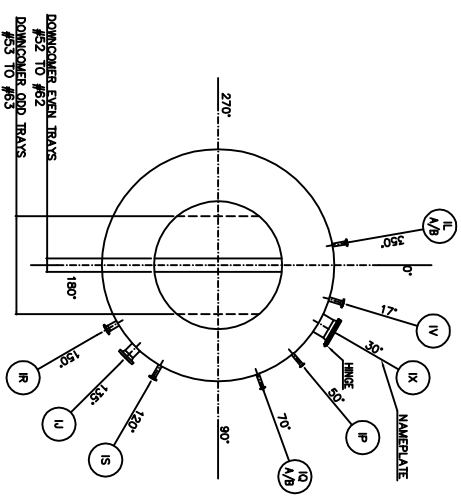
ORIENTATIONS
VIEW "D-D"



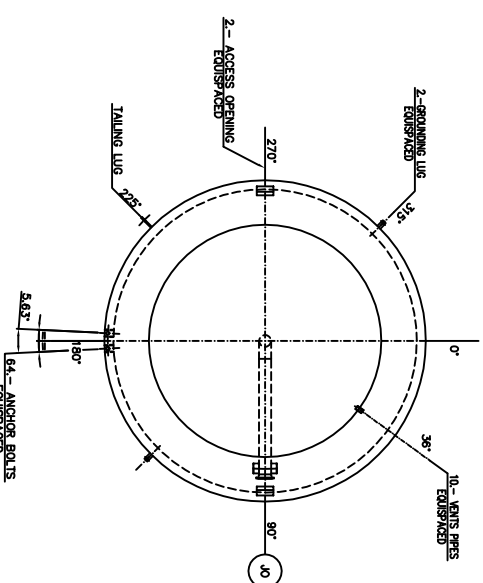
ORIENTATIONS
VIEW "E-E"



ORIENTATIONS
VIEW "F-F"



ORIENTATIONS
VIEW "G-G"



ORIENTATIONS

VIEW "H-H"

REV.	DATE	DESCRIPTION				BY	CHKD.	APPR.	
REVISIONS									
						SCALE: _____			
						EQUIP. No. _____			
						147C-104			
PRODUCT FRACTIONATOR									
SHEET 2/2									
PLANT No.	SECTION	INCKD LETTER						REV.	
147	100	C		UB-243642					



9.2 DIAGRAMAS DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS (P&ID'S)

GENERAL NOTES

- A. FOR SYMBOLS & DETAILS SEE DWG. Nos: 147-000-A-UB-200509 TO 147-000-A-UB-200509.
- B. ALL INSTRUMENT TAG NUMBERS TO HAVE THE PREFIX 147.
- C. ALL INSTRUMENTS WITH HEAT TRACING REQUIREMENT WILL BE ELECTRICALLY HEAT TRACED.
- UTILITY DISTRIBUTION DWGS.

OF 147-000-A-UB-201110

PD 147-000-A-UB-201136/137/138

VF 147-000-A-UB-20112 TO 201125

NOTES

1. LOCATE ORIENT FLANGES IN VERTICAL LINE AS CLOSE TO COLUMN INLET AS POSSIBLE.
2. LOCATE IN VERTICAL LINE.
3. FOR STAND PIPE DETAILS REFER TO LOP STD DWG. 8-121.
4. FLUSHING OIL CONNECTION (FOR SYSTEM INVENTORY).
5. DRAIN IN LOW POINT.
6. LOCATE ON PLATFORM AS CLOSE TO INLET NOZZLE AS POSSIBLE.
7. TO FLARE HEADER #1.
8. DRAIN SHALL BE DONE ONLY WHEN FLUID TEMPERATURE IS BELOW 160°C.
9. DOUBLE TIE VALVE.
10. CONNECT REMOTE SENSING LINE AS CLOSE AS POSSIBLE TO

HOLDS

1. PSV INLET/OUTLET LINE SIZES.
2. PSV SIZE AND NUMBER.
3. DELETED.
4. DELETED.
5. DELETED.

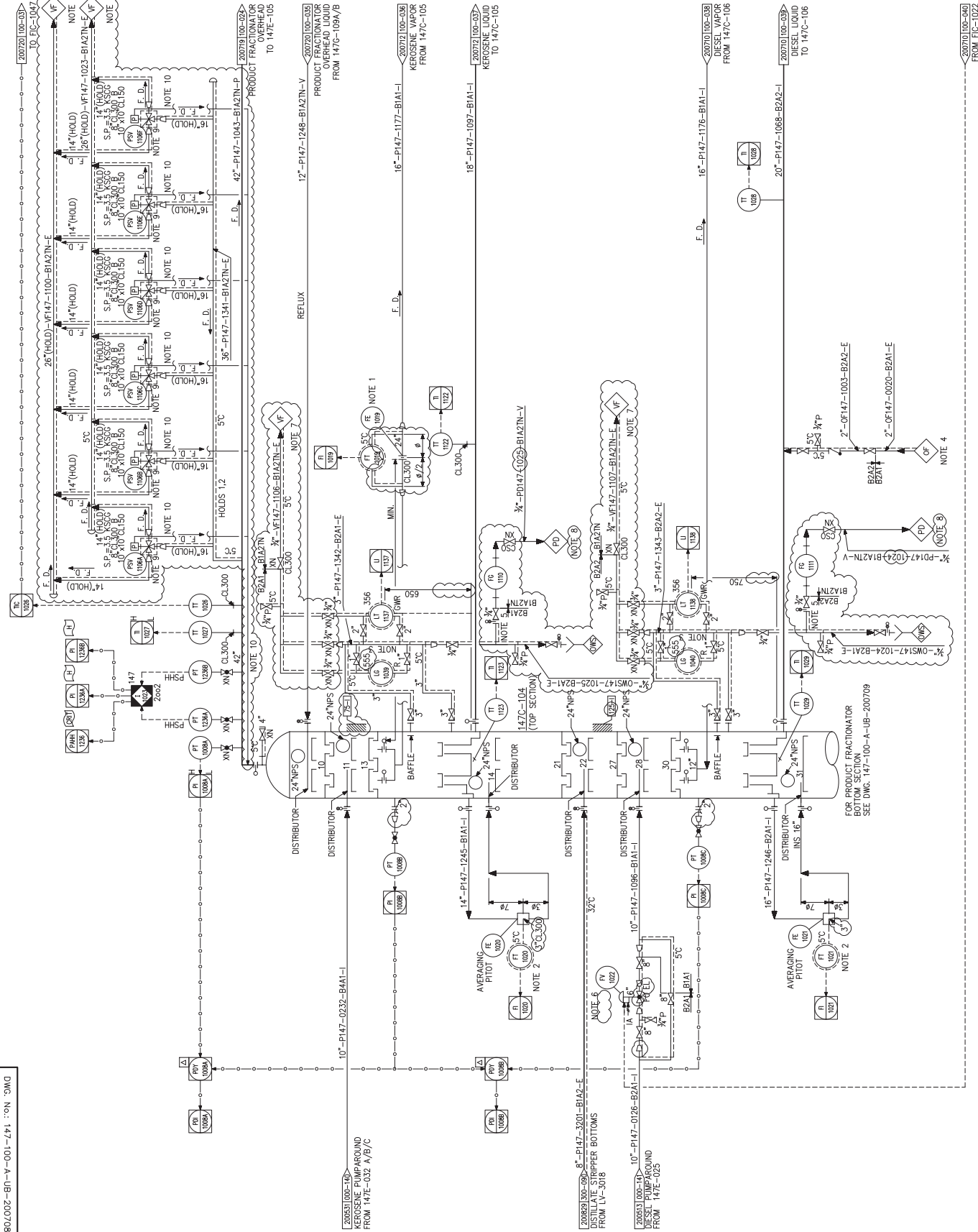
EQUIPMENT LIST

147C-104 (TOP SECTION)

[illegible]

ITEM NO.	147C-104
DESCRIPTION	PRODUCT FRACTIONATOR
DIAMETER (LENGTH) (MM)	6900 & 3800/52900
DESIGN PRESS (KG/CM ² G)	3.5/PSI
DESIGN TEMP. INT. (°C)	320 (249)/415 (997.0)
DESIGN TEMP. EXT. (°C)	303 (209)/376 (907.0)
OPERATION TEMP. (°C)	1728 (1097)/2391 (907.0)

PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM	REV.	2
INTEGRATED UNCRACKING PROCESS UNIT		
FRACTIONATION SECTION		
PRODUCT FRACTIONATOR TOP SECTION		
SECTION INDEX LETTER	UB-200708	A
PLANT No:	147	100



GENERAL NOTES

- A. FOR SYMBOLS & DETAILS SEE DWG. Nos:
147-000-A-UB-200501 TO 147-000-A-UB-200509.
- B. ALL INSTRUMENT TAG NUMBERS TO HAVE THE PREFIX 147.
- C. FOR LCS TYPES SEE DWG No.: 147-000-A-UB-200622.
- D. ALL INSTRUMENTS WITH HEAT TRACING REQUIREMENT WILL

UTILITY DISTRIBUTION DWGS.

- VF 147-000-A-149-201112 TO 201125

NOTES

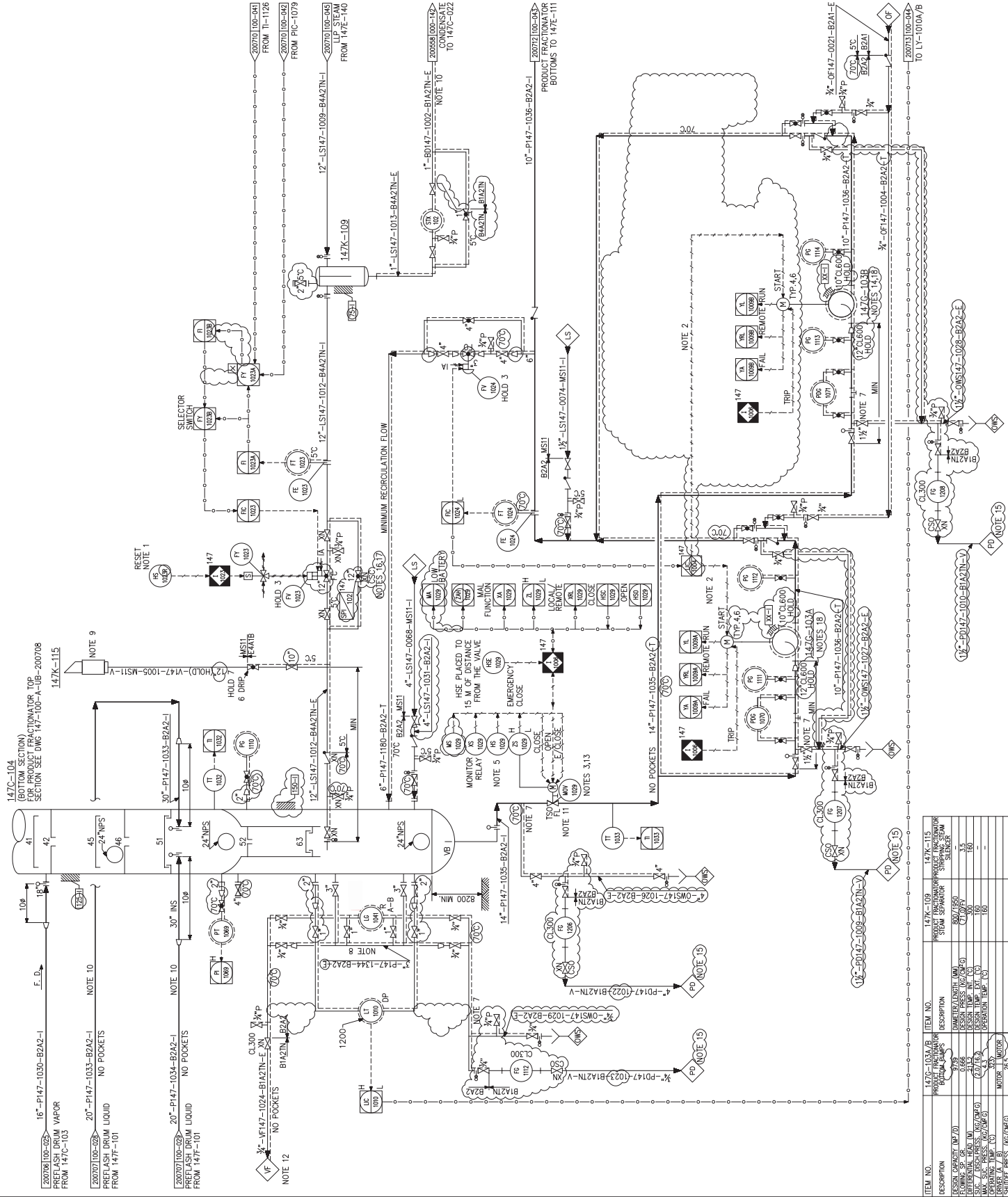
1. (DELETED)
2. LOW FLOW START.
3. DISPLAY ON THE VALVE WILL BE CONFIGURED FOR POSITION/TORQUE WITH 3 LEDS FOR OPEN, CLOSE AND STUCK/STOP/STUCK/CLOSE ON THE VALVE.
4. (DELETED)
5. SELECTOR SWITCH LOCAL-REMOTE.
6. (DELETED)
7. DRAIN IN LOW POINT.
8. DRAIN IN PIPE DETAILS REFER TO UOP STD DWG 8-121 AND 8-140.
9. VENT TO ATMOSPHERE AT SAFE LOCATION.
10. TWO PHASE FLOW ANCHOR SECURELY.
11. FIRE RESISTANT VALVE.
12. TO FLARE HEADER #1.
13. LOCATE ISOLATION VALVE CLOSE TO VESSEL NOZZLE.
14. 14.0N-038 TO BE CONNECTED TO THE EMERGENCY DRAIN SIGNAL.
15. DRAIN SHALL BE DONE ONLY WHEN FLUID TEMPERATURE IS BELOW 160°C.
16. BYPASS VALVE CV SHALL BE EQUAL TO FV-1023 FINAL CV.
17. BYPASS VALVE SIZE SMALLER THAN INDICATED IN 147-000-A-JB0200505 TO AVOID OVERCROWDING OF PSV-1101.
18. FOR PUMP DETAILS REFER TO PUMP AUXILIARY DIAGRAM N°.
- 147-000-A-JB0200818

HOLDS

- 1,2,4,5,6,7,8. DELETED.
3. CONTROL, BLOCK AND BYPASS VALVE SIZE.

EQUIPMENT LIST

- 147C-104 (BOTTOM SECTION)
147K-109
147G-103A/B
147K-115

[illegible][illegible]



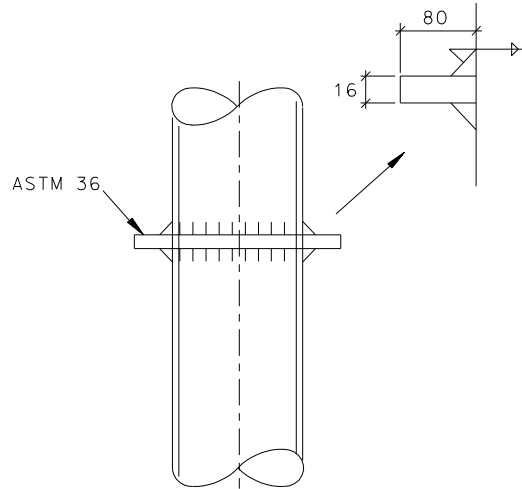
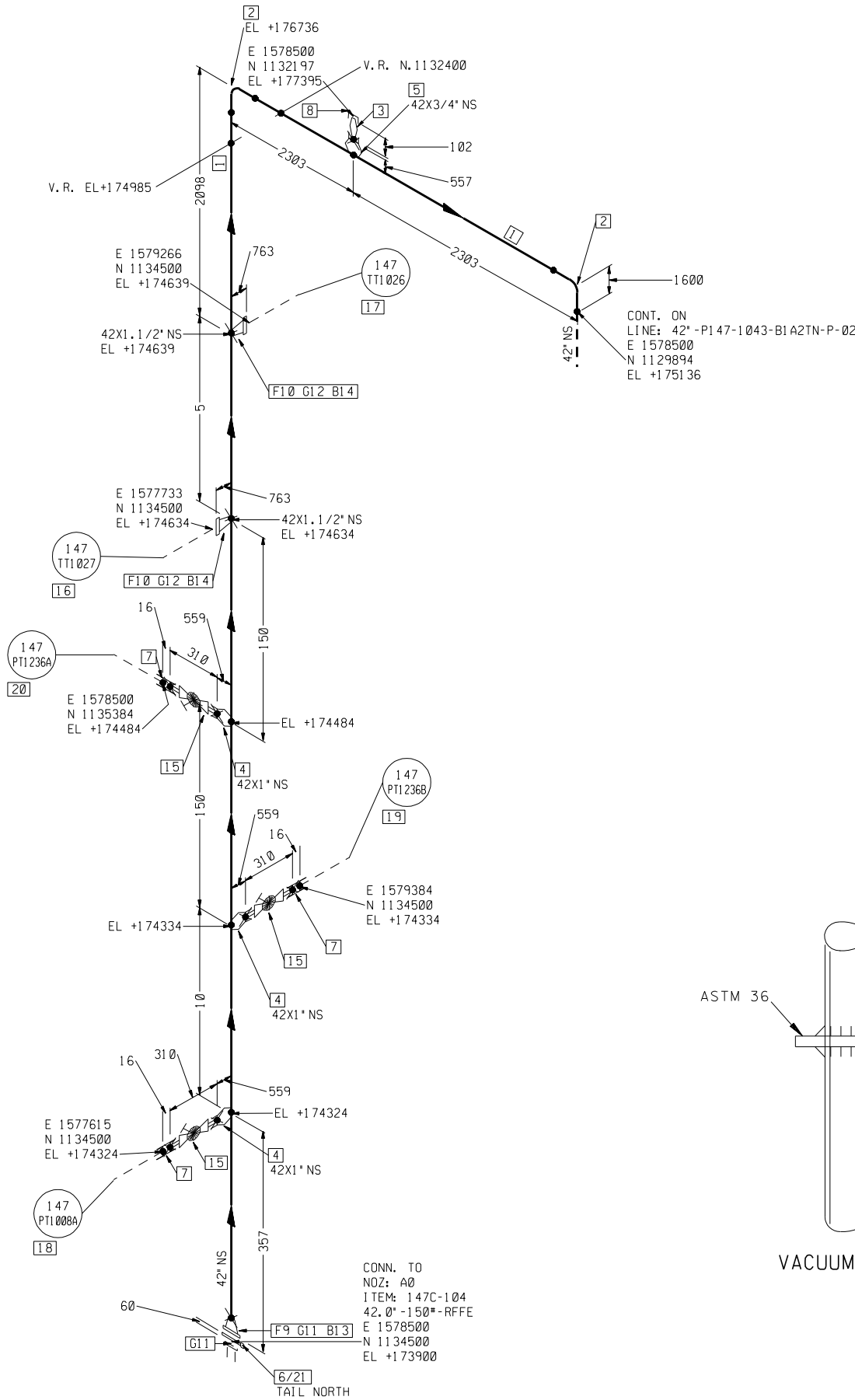
9.3 LISTA DE LÍNEAS

LISTA DE LÍNEAS

LINE IDENTIFICATION				WALL THICKN.	LINE ROUTING		P & ID	INSULATION / TRACING (NOTE 2.9)						PAINT (NOTE 3)			DENSITY (kg/m3) (NOTE 4)	OPERATING CONDITIONS		DESIGN CONDITIONS (NOTE 5)		TEST CONDITIONS (NOTE 6)		CLEAN OUT MEDIUM (NOTE 7)	FLUID CODE (NOTE 17)	WELD. INSP. CLASS (NOTE 8)	VARIATIONS		REMARKS
DIAM. IN	SERVICE	NUMBER	PIPE CLASS	(NOTE 1)	FROM	TO	No.	TYPE			THICKNESS							PRES. (KSCG)	TEMP. °C	PRES. (KSCG)	TEMP. °C	MEDIUM	PRES. (KSCG)				PRES. (KSCG)	TEMP. °C	
14	P147	1035	B2A2		147C-104	147G-103A/B	200709	I	T		125	125	---	---	---	---	L	1.5	339	26.5	410	F	65.5	F	N	CLASS 3			NOTE 10 DENSITY 674 kg/m3 DESIGN FOR FV @ 376°C TRACING TEMPERAT URE: 70 °C
42	P147	1043	B1A2TN		147C-104	147E-105	200708 200719	P			40	---	---	12	---	---	G	0.8	129	3.5	170	F	3.9	F	N	CLASS 3	4.1	337	NOTE 10 DENSITY 4.9 kg/m3 DESIGN FOR FV @ 129°C
20	P147	1068	B2A2		147C-104	P147-1069	200708 200710	I			100	---	---	---	---	---	L	3.2	303	4.0	335	F	8.0	F	N	CLASS 3			NOTE 10 DENSITY 635 kg/m3 DESIGN FOR FV @ 303°C, B2A2 PIPING MATERIAL SPECIFICA TION BY
18	P147	1097	B1A1		147C-104	147C-105	200708 200712	I			75	---	---	---	---	---	L	2.2	186	4.0	260	F	10.0	F	N	CLASS 3			NOTES 10, 11 DENSITY 667 kg/m3 DESIGN FOR FV @ 186°C
14	P147	1245	B1A1		147C-104	147C-104	200708	I			75	---	---	---	---	---	L	1.0	186	3.5	320	F	10.9	F	N	CLASS 3			NOTE 10 DENSITY 667 kg/m3 DESIGN FOR FV @ 303°C
16	P147	1246	B2A1		147C-104	147C-104	200708	I			100	---	---	---	---	---	L	1.1	303	3.5	410	F	8.7	F	N	CLASS 3			NOTE 10 DENSITY 635 kg/m3 DESIGN FOR FV @ 376°C




9.4 ISOMÉTRICOS DE DISEÑO



VACUUM RING (V.R.) DETAIL

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE 42 IN. S-STD	42	12542534	2405 MM
FITTINGS					
2	90	ELBOW LR A234 -WPBW - - - NACE + HIC 42 IN. S-STD	42	12560082	2
3	NIPPLE	A106-B - - - NACE TOE .75 IN. S-160	3/4	11963675	1
PT NO		COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
FITTINGS					
4	SOCKOLET	A105 - - - NACE 6000 SW 42 IN. 1 IN.	42X1	12478833	3
5	SOCKOLET	A105 - - - NACE 6000 SW 42 IN. 1 IN.	42X3/4	12478832	1
6	SPACER RING	A515-70 - - - NACE 150 FF 42 IN.	42	12552845	1
7	FULL COUPLING	A105 - - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	3
8	CAP	A105 - - - NACE 3000 THF .75 IN.	3/4	11906356	1
FLANGES					
9	WELDING NECK FLANGE	A105 - - - NACE 150 RF 42 IN. S-STD	42	12478773	1
10	LONG WN FLANGE	A105 - - - NACE 300 RF 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	2
GASKETS					
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 150 BETW. FLG RF 4.5 MM 42 IN.	42	12102365	2
12	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 300 BETW. FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	2
BOLTS					
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 1.1/2 IN. L: 16 IN.	1.1/2	11343895	36
14	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 3/4 IN. L: 4 IN.	3/4	1252125	8
VALVES / IN-LINE ITEMS					
15	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	3
INSTRUMENTS					
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TTI027	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TTI026	1
18	INSTRUMENT		1	147PTI008A	1
19	INSTRUMENT		1	147PTI236B	1
20	INSTRUMENT		1	147PTI236A	1
MISCELLANEOUS COMPONENTS					
21	BLIND DISC	A515-70 - - - NACE 150 FF 1 IN.	42	12552857	1.0

REV.	DATE	DESCRIPTION			BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS								
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:		
						JOB No:		
LINE NUMBER 42"-P147-1043-B1A2TN-P								
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043			TRAIN No: 01		REV.

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	5.6 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

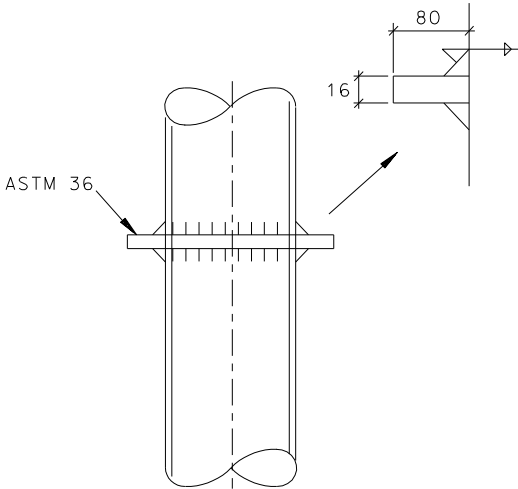
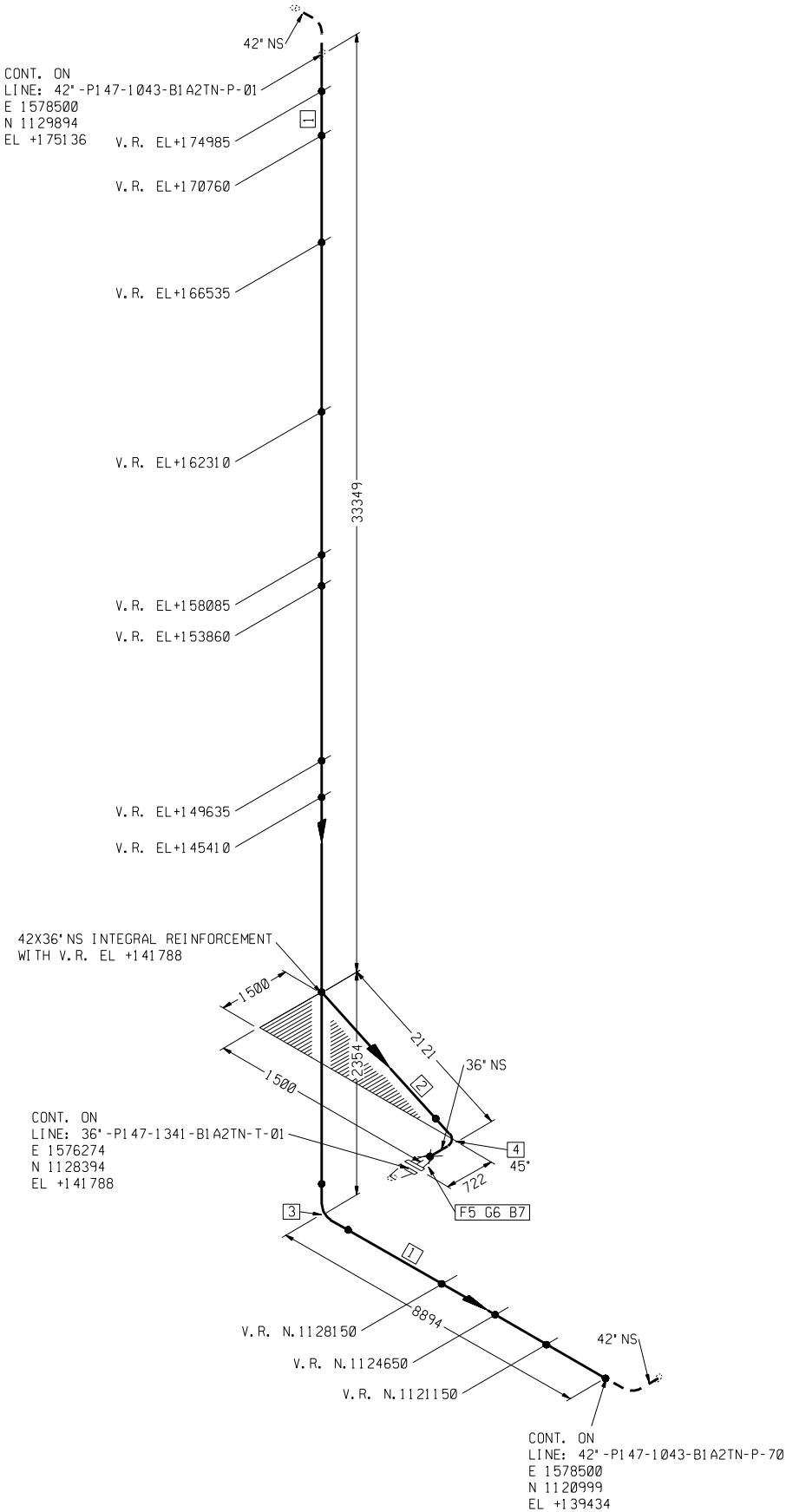
ALL COORDINATES AND ELEVATIONS
ARE REFERRED TO CENTER LINE (C) OF PIPES

MODEL NUMBER: P14704109

EXTRACTION DATE: 21-MAR-13

P-1471043-02.dgn

FILENAME:




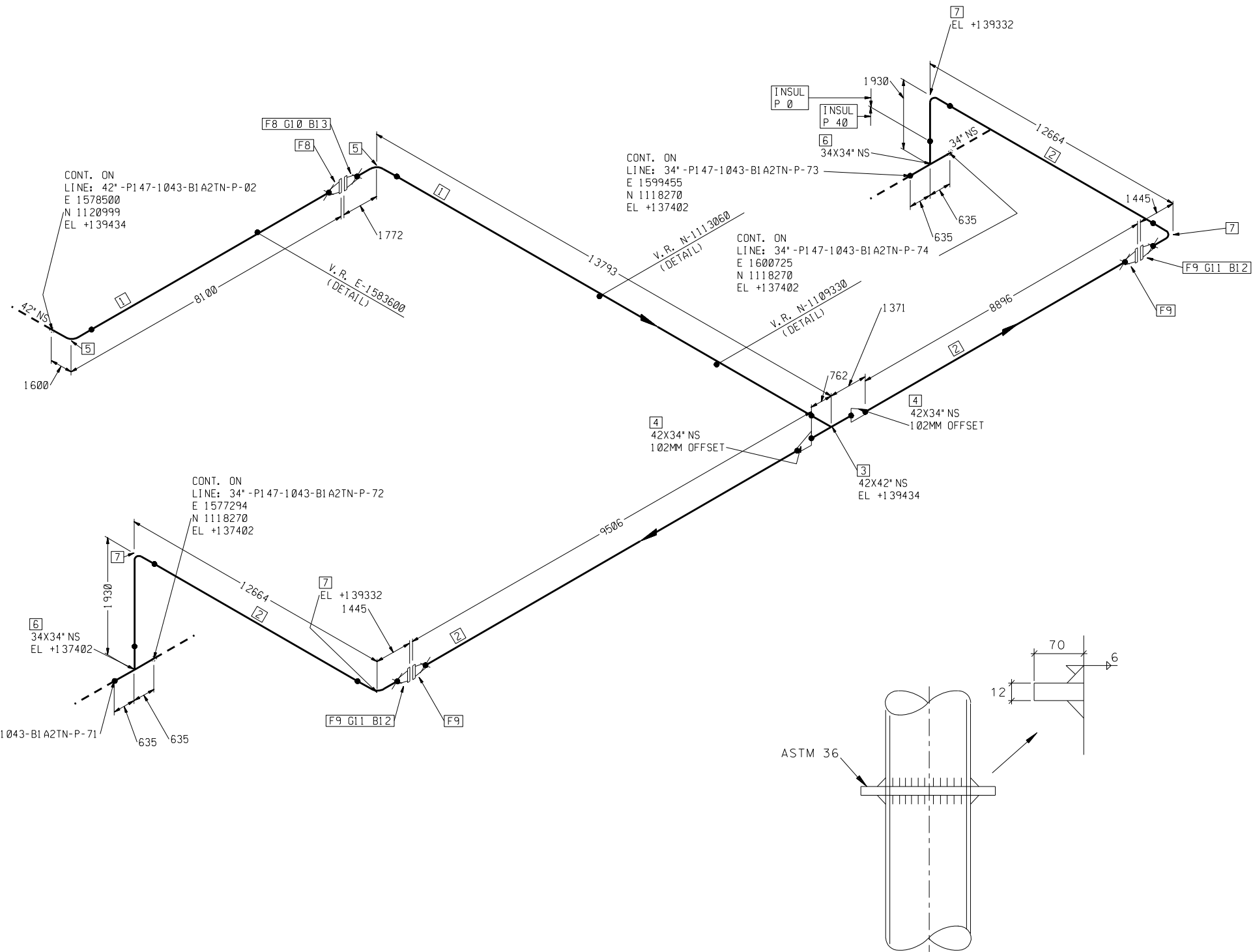
VACUUM RING (V.R.) DETAIL

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE	42	12542534	41397 MM
2	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE	36	12542531	1281 MM
FITTINGS					
3	90 ELBOW	LR A234 - WPBW - - - NACE + HIC	42	12560082	1
4	45 ELBOW	LR A234 - WPBW - - - NACE + HIC	36	12560063	1
PT NO	FLANGES	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
5	WELDING NECK FLANGE	A105 - - - NACE 150	36	12413150	1
GASKETS					
6	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 150 BETW. FLG RF 4.5 MM	36	12102364	1
BOLTS					
7	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 1.1/2 1.5 IN. L: 13 IN.		11343889	32

129 °C	0.8 Kg/cm2	170 °C	3.5 Kg/cm2	5.6 Kg/cm2	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO				CONTRACT No:		
				JOB No:		
LINE NUMBER 42"-P147-1043-B1A2TN-P						
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043		TRAIN No: 02	REV.




VACUUM RING (V.R.) DETAIL

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE 42 IN. S-STD	42	12542534	17811 MM
2	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE 34 IN. S-STD	34	12542530	37639 MM
FITTINGS					
3	EQUAL TEE	90 DEG. A234 -WPBW - - - NACE + HIC BW - 42 IN. S-STD 42 IN.	42X42	12560315	1
4	ECCENTRIC REDUCER	A234 -WPBW - - - NACE + HIC BW - 42 IN. S-STD 34 IN.	42X34	12560185	2
5	90 ELBOW LR	A234 -WPBW - - - NACE + HIC BW - 42 IN. S-STD	42	12560082	2
6	EQUAL TEE	90 DEG. A234 -WPBW - - - NACE + HIC BW - 34 IN. S-STD 34 IN.	34X34	12560311	2
7	90 ELBOW LR	A234 -WPBW - - - NACE + HIC BW - 34 IN. S-STD	34	12560078	4
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - - NACE 150 RF - 42 IN. S-STD	42	12478773	2
9	WELDING NECK FLANGE	A105 - - - NACE 150 RF - 34 IN. S-STD	34	12413149	4
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 150 BETW.FLG RF 4.5 MM 42 IN.	42	12102365	1
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 150 BETW.FLG RF 4.5 MM 34 IN.	34	12103953	2
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM 1.5 IN. L: 12.5 IN. D: 1.1/2	11343888	64	
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM 1.5 IN. L: 13.5 IN. D: 1.1/2	11343890	36	

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	5.6 Kg/cm ²	0 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:
						JOB No:
LINE NUMBER 42"-P147-1043-B1A2TN-P						
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043	TRAIN No: 70	REV.	

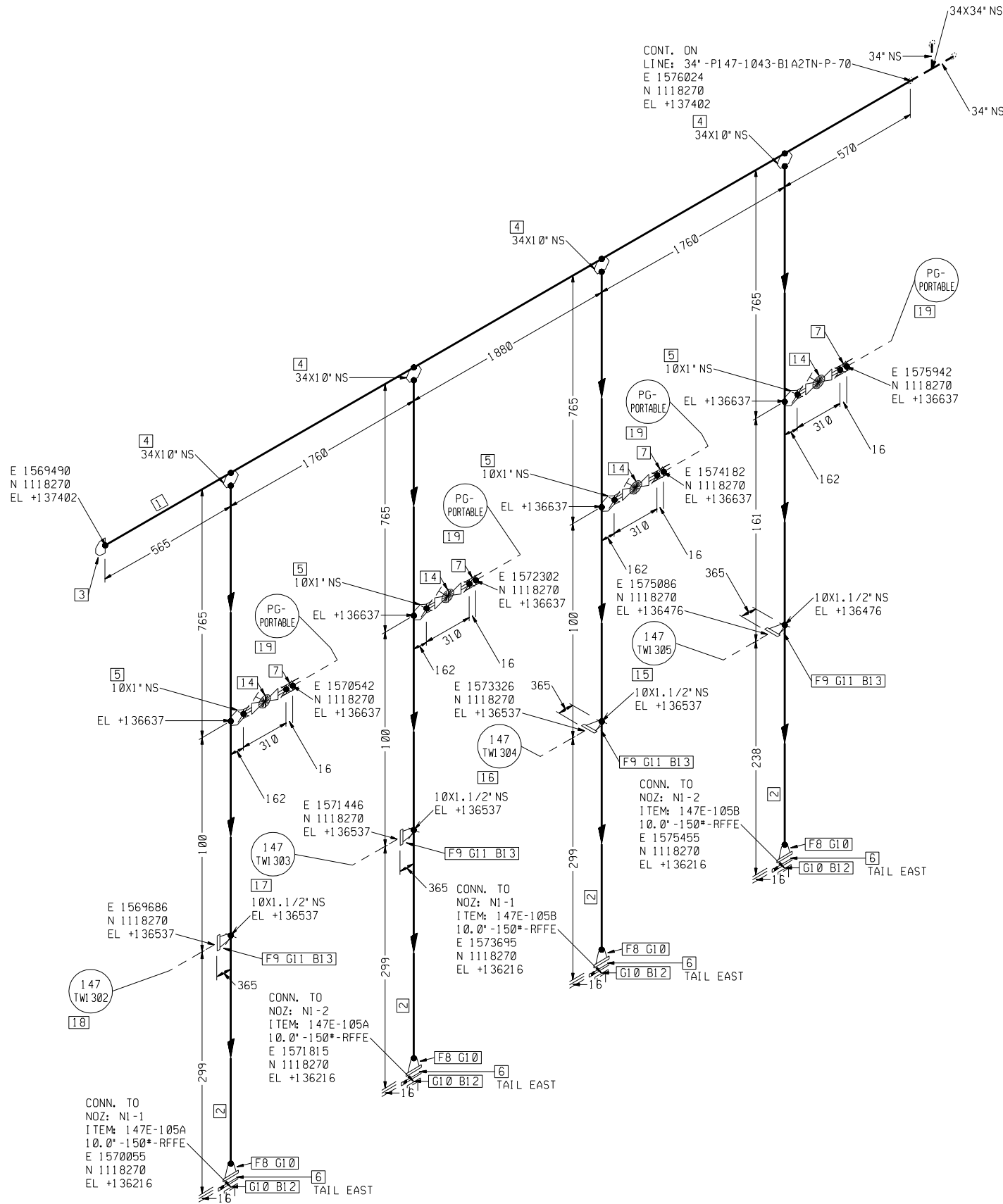
ALL COORDINATES AND ELEVATIONS
ARE REFERRED TO CENTER LINE (C) OF PIPES

MODEL NUMBER: P14704802

EXTRACTION DATE: 06-SEP-12


P-1471043-71.dgn

FILENAME:



BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE	34	12542530	6535 MM
2	PIPE	A106-B - - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	2208 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
PT NO	FITTINGS	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
4	WELDOLET	A105 - - - NACE - BW 34 IN. S-STD 10 IN. S-30	34X10	12609909	4
5	SOCKET	A105 - - - NACE 6000 SW 10 IN. 10X1	10X1	11808391	4
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - - NACE 150 FF 10 IN.	10	11975135	4
7	FULL COUPLING	A105 - - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	4
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - - NACE 150 RF - 10 IN. S-30	10	11949600	4
9	LONG WN. FLANGE	A105 - - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	4
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150 BETW.FLG RF 4.5 MM 10 IN.	10	11490063	8
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 300 BETW.FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	4
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: .875 IN. L: 5.5 IN.	7/8	1642075	48
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: .75 IN. L: 4 IN.	3/4	1252125	16
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	4
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 305	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 304	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 303	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 302	1
19	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	4

REV.	DATE	DESCRIPTION			BY	STRESS SUPPORT	CHD. APPR.
REVISIONS							
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO					CONTRACT No:		
					JOB No:		
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P							
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043			TRAIN No: 71	REV.

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm2	170 °C	3.5 Kg/cm2	6.8 Kg/cm2	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

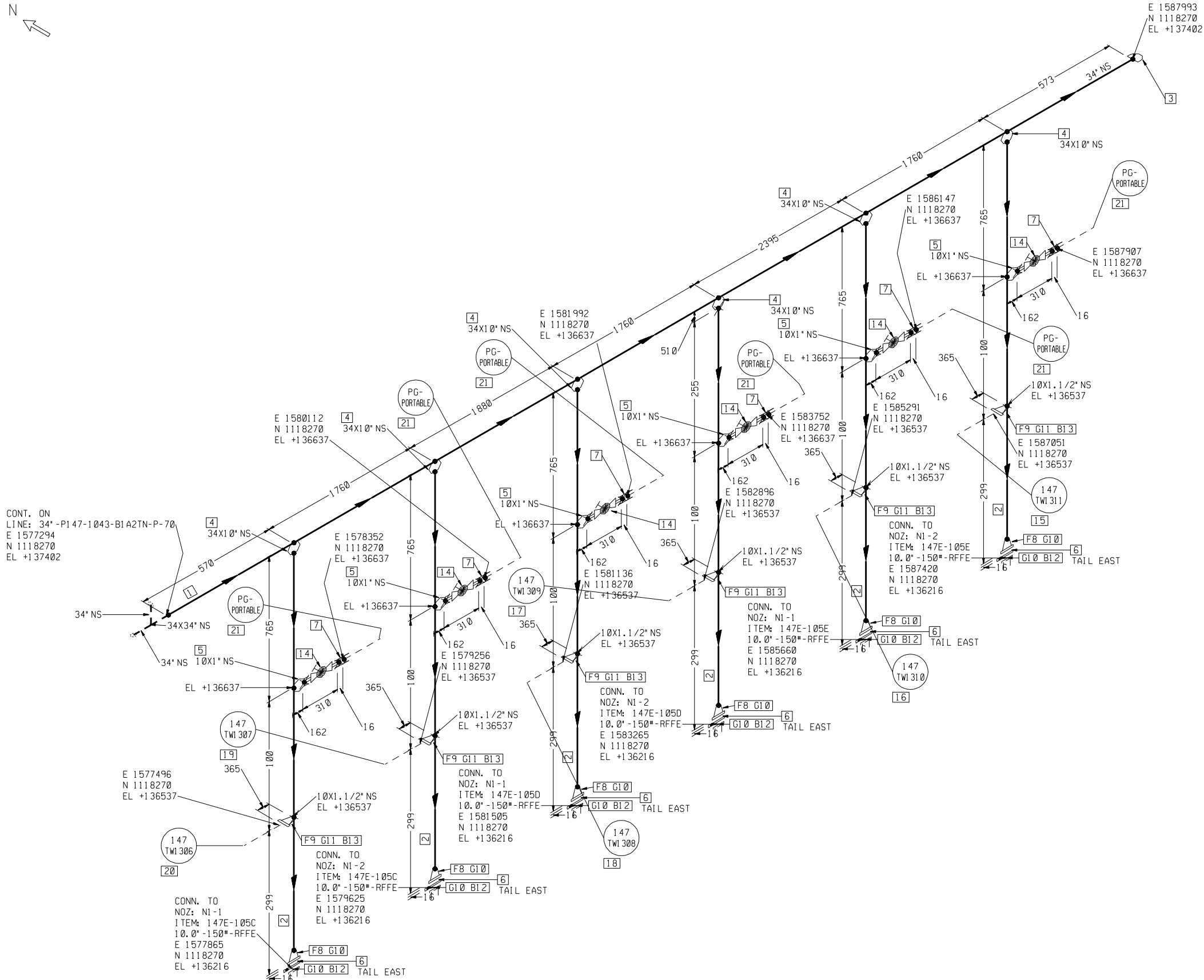
ALL COORDINATES AND ELEVATIONS
ARE REFERRED TO CENTER LINE (C) OF PIPES

MODEL NUMBER: P14704802

EXTRACTION DATE: 06-SEP-12

P-1471043-72.dgn


FILENAME:



BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	10698 MM
2	PIPE	A106-B - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	3312 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
FITTINGS					
4	WELDOLET	A105 - - NACE - BW 34 IN. S-STD 10 IN. S-30	34X10	12609909	6
5	SOCKET	A105 - - NACE 6000 SW 10 IN. 10X1	10X1	11808391	6
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - NACE 150 FF 10 IN.	10	11975135	6
7	FULL COUPLING	A105 - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	6
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150 RF - 10 IN. S-30	10	11949600	6
9	LONG WN. FLANGE	A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	6
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150 BETW.FLG RF 4.5 MM 10 IN.	10	11490063	12
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 300 BETW.FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	6
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 7/8	7/8	1642075	72
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 3/4	3/4	1252125	24
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N+ 10 1 IN. S-160	1	12377860	6
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 311	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 310	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 309	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 308	1
19	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 307	1
20	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 306	1
21	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	6

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						

REVISIONS					
	UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO				CONTRACT No:
					JOB No:
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P					
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043	TRAIN No: 72	REV.

CAD FILE:

129	°C	0.8	Kg/cm ²	170	°C	3.5	Kg/cm ²	6.8	Kg/cm ²	40	MM	---	---
OPER. TEMP		OPER. PRESS.		DESIGN TEMP		DESIGN PRESS		TEST PRESS		INSULATION		PIPING PLANT DWG	SPEC

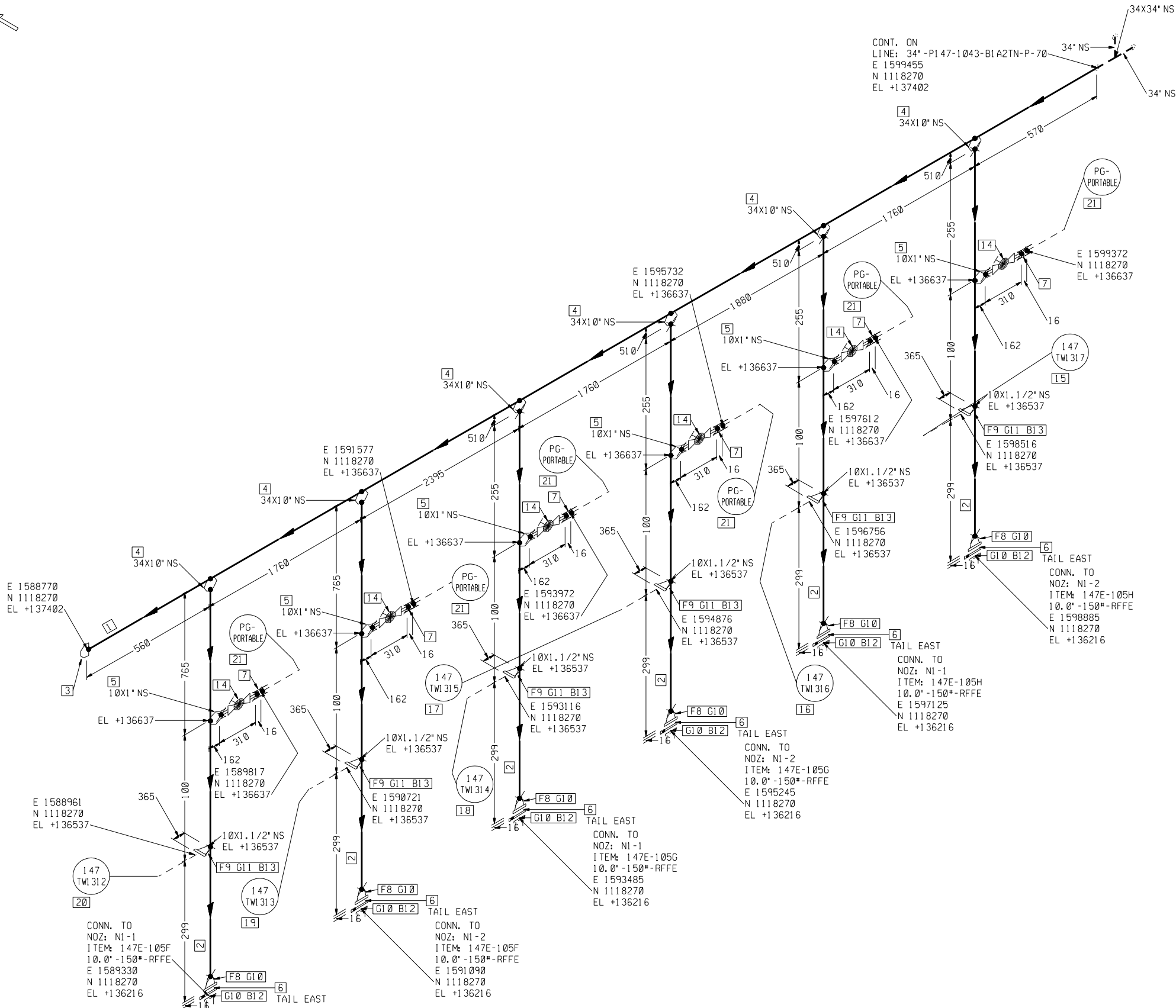
ALL COORDINATES AND ELEVATIONS
ARE REFERRED TO CENTER LINE (C) OF PIPES

MODEL NUMBER: P14704802

EXTRACTION DATE: 06-SEP-12


P-1471043-73.dgn

FILENAME:



BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	10685 MM
2	PIPE	A106-B - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	3312 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
PT NO	FITTINGS	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
4	WELDOLET	A105 - - NACE - BW 34 IN. S-STD 10 IN. S-30	34X10	12609909	6
5	SOCKET	A105 - - NACE 6000 SW 10 IN. 10X1	10X1	11808391	6
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - NACE 150 FF 10 IN.	10	11975135	6
7	FULL COUPLING	A105 - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	6
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150 RF - 10 IN. S-30	10	11949600	6
9	LONG WN. FLANGE	A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	6
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150 BETW.FLG RF 4.5 MM 10 IN.	10	11490063	12
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 300 BETW.FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	6
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: .875 IN. L: 5.5 IN.	7/8	1642075	72
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: .75 IN. L: 4 IN.	3/4	1252125	24
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N+ 10 1 IN. S-160	1	12377860	6
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 317	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 316	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 315	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 314	1
19	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 313	1
20	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 312	1
21	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	6

REV.	DATE	DESCRIPTION			BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS								
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO					CONTRACT No:			
					JOB No:			
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P								
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043			TRAIN No: 73		REV.

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm2	170 °C	3.5 Kg/cm2	6.8 Kg/cm2	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

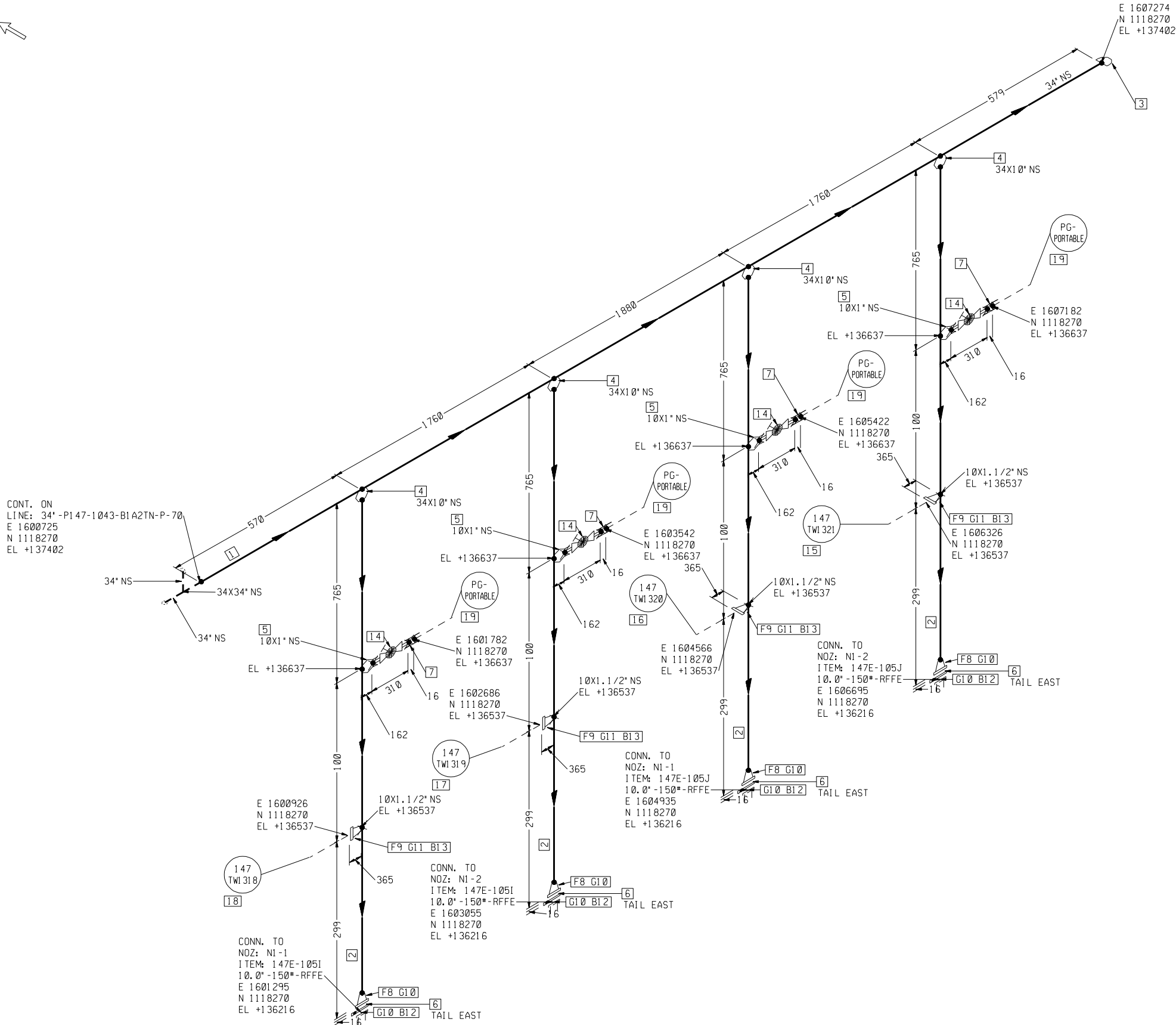
ALL COORDINATES AND ELEVATIONS
ARE REFERRED TO CENTER LINE (C) OF PIPES

MODEL NUMBER: P14704802

EXTRACTION DATE: 06-SEP-12


P-1471043-74.dgn

FILENAME:



BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL.22 - - - NACE + HIC BE	34	12542530	6549 MM
2	PIPE	A106-B - - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	2208 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
PT NO	FITTINGS	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
4	WELDOLET	A105 - - - NACE - BW 34 IN. S-STD 10 IN. S-30	34X10	12609909	4
5	SOCKOLET	A105 - - - NACE 6000 SW 10 IN. 10X1	10X1	11808391	4
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - - NACE 150 FF 10 IN.	10	11975135	4
7	FULL COUPLING	A105 - - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	4
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - - NACE 150 RF - 10 IN. S-30	10	11949600	4
9	LONG WN. FLANGE	A105 - - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	4
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150 BETW.FLG RF 4.5 MM 10 IN.	10	11490063	8
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-1R 300 BETW.FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	4
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: .875 IN. L: 5.5 IN.	7/8	1642075	48
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: .75 IN. L: 4 IN.	3/4	1252125	16
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N+ 10 1 IN. S-160	1	12377860	4
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 321	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 320	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 319	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 318	1
19	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	4

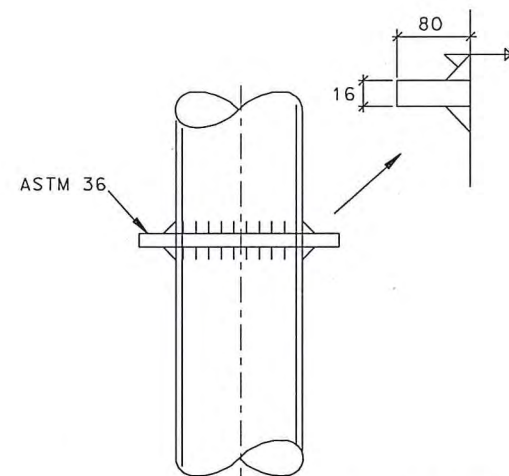
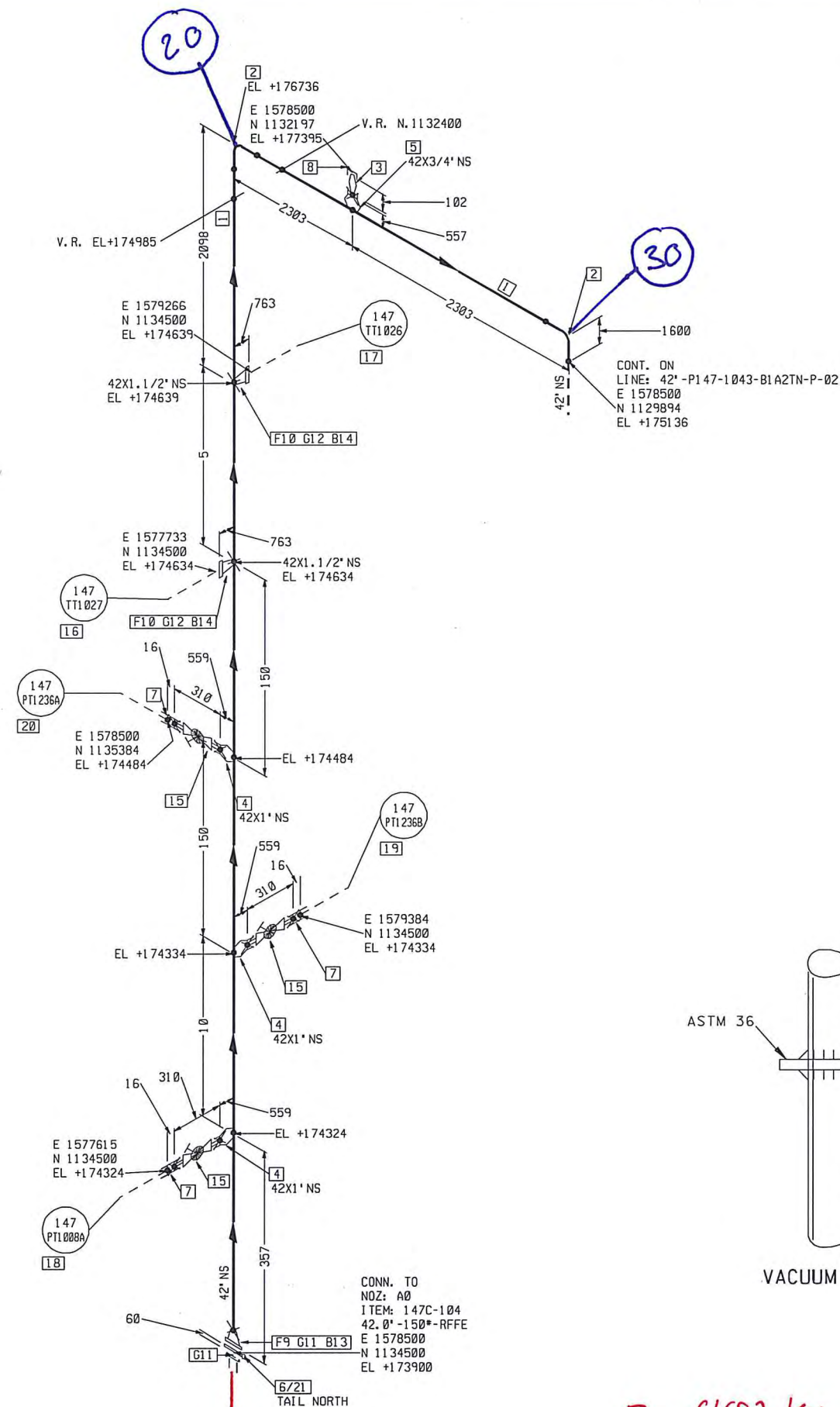
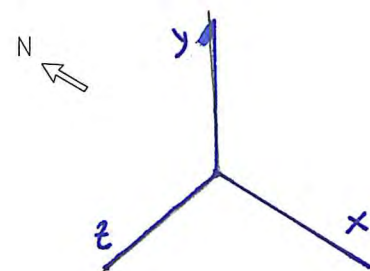
REV.	DATE	DESCRIPTION			BY	STRESS SUPPORT	CHD. APPR.
REVISIONS							
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO					CONTRACT No:		
					JOB No:		
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P							
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043			TRAIN No: 74	REV.

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm2	170 °C	3.5 Kg/cm2	6.8 Kg/cm2	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC



9.5 ISOMÉTRICOS DE STRESS



VACUUM RING (V.R.) DETAIL

$\Delta x = \Delta z = \pm 97'779 \text{ mm}$
 $\Delta y = 271 \text{ mm}$
 $F_x = 6'687 \text{ kN}$
 $F_y = -56'524 \text{ kN}$
 $F_z = 17'688 \text{ kN}$

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE 42 IN. S-STD	42	12542534	2405 MM
FITTINGS					
2	90	ELBOW LR A234-WPBW - - NACE + HIC	42	12560082	2
3	NIPPLE	42 IN. S-STD .75 IN. S-160	3/4	11963675	1
PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
FITTINGS					
4	SOCKET	LET A105 - - NACE 6000 SW 42 IN. 42X1	42	12478833	3
5	SOCKET	LET A105 - - NACE 6000 SW 42 IN. 42X3/4	42	12478832	1
6	SPACER RING	A515-70 - NACE 150 FF 42	42	12552845	1
7	FULL	COUPLING A105 - - NACE 6000 SW 1	1	11807893	3
8	CAP	A105 - - NACE 3000 THF .75 IN. 3/4	3/4	11906356	1
FLANGES					
9	WELDING NECK	FLANGE A105 - - NACE 150	42	12478773	1
10	LONG WN	FLANGE A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	2
GASKETS					
11	SPIRAL WOUND	GASKET 304/GRAPH. CS-CR/304-IR 150 BETW. FLG RF 4.5 MM 42 IN.	42	12102365	2
12	SPIRAL WOUND	GASKET 304/GRAPH. CS-CR/304-IR 300 BETW. FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	2
BOLTS					
13	STD BOLT	2HY HX NUT A193 B7M/2HM D: 1.1/2	1.1/2	11343895	36
14	STD BOLT	2HY HX NUT A193 B7M/2HM D: .75 IN. L: 4 IN.	3/4	1252125	8
VALVES / IN-LINE ITEMS					
15	GLOBE V.	2 NIPPLES A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	3
INSTRUMENTS					
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TT1027	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TT1026	1
18	INSTRUMENT		1	147PT1008A	1
19	INSTRUMENT		1	147PT1236B	1
20	INSTRUMENT		1	147PT1236A	1
MISCELLANEOUS COMPONENTS					
21	BLIND DISC	A515-70 - NACE 150 FF 42 IN.	42	12552857	1.0

STRESS CAT: II

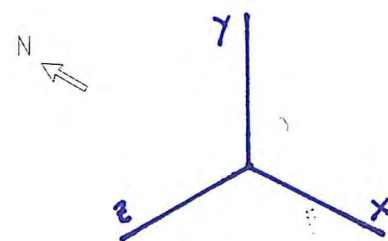
N° SOPORTES: 0

ANALIZADO POR: BGG

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:
LINE NUMBER 42"-P147-1043-B1A2TN-P						JOB No:
PLANT:	SECTION:	INDEX:	ISOMETRIC DWG:	TRAIN No:	REV.	
147	100	D	P-1471043	01		

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	5.6 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC



Nodo 4102

$$\begin{aligned}\Delta x &= 76'13 \text{ mm} \\ \Delta y &= 256'675 \text{ mm} \\ \Delta z &= 88'474 \text{ mm} \\ F_x &= 0 \text{ KN} \\ F_y &= 229'633 \text{ KN} \\ F_z &= 0 \text{ KN}\end{aligned}$$

Nodo 4104

$$\begin{aligned}\Delta x &= 75'058 \text{ mm} \\ \Delta y &= 256'287 \text{ mm} \\ \Delta z &= -89'267 \text{ mm} \\ F_x &= 0 \text{ KN} \\ F_y &= 241'667 \text{ KN} \\ F_z &= 0 \text{ KN}\end{aligned}$$

CONT. ON
LINE: 42"-P147-1043-B1A2TN-P-01
E 1578500
N 1129894
EL +175136

V. R. EL+174985

V. R. EL+170750

V. R. EL+166535

V. R. EL+162310

V. R. EL+158085

V. R. EL+153860

V. R. EL+149635

V. R. EL+145410

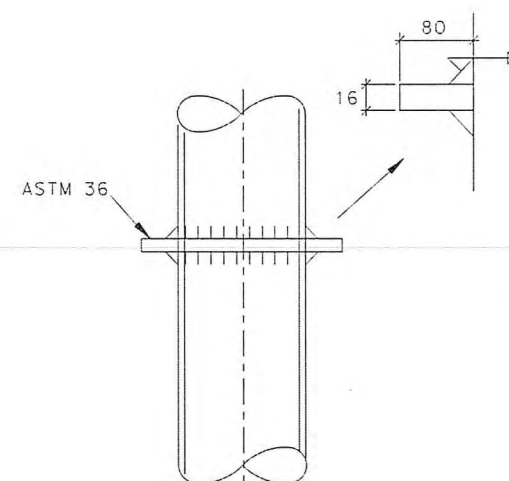
42X36" NS INTEGRAL REINFORCEMENT
WITH V. R. EL +141788

CONT. ON
LINE: 36"-P147-1341-B1A2TN-T-01
E 1576274
N 1128394
EL +141788

CONT. ON
LINE: 42"-P147-1043-B1A2TN-P-70
E 1578500
N 1120999
EL +139434

$$\begin{aligned}\Delta x &= -37'721 \text{ mm} & F_x &= 0 \text{ KN} \\ \Delta y &= 237'648 \text{ mm} & F_y &= 0 \text{ KN} \\ \Delta z &= 50 \text{ mm} & F_z &= 32'538 \text{ KN}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta x &= -6 \text{ mm} & F_x &= 69'124 \text{ KN} \\ \Delta y &= 219'585 \text{ mm} & F_y &= 0 \text{ KN} \\ \Delta z &= -6 \text{ mm} & F_z &= 66'496 \text{ KN}\end{aligned}$$



VACUUM RING (V.R.) DETAIL

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	42	12542534	41397 MM
2	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	36	12542531	1281 MM
FITTINGS					
3	90° ELBOW	LR A234 - WPBW - - NACE + HIC	42	12560082	1
4	45° ELBOW	LR A234 - WPBW - - NACE + HIC	36	12560063	1
FLANGES					
5	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150	36	12413150	1
GASKETS					
6	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 150 BETW. FLG RF 4.5 MM	36	12102364	1
BOLTS					
7	STD BOLT	2HY HX NUT A193 B7M/2HM 1.5 IN. L: 13 IN.	D: 1.1/2	11343889	32

STRESS CAT: II

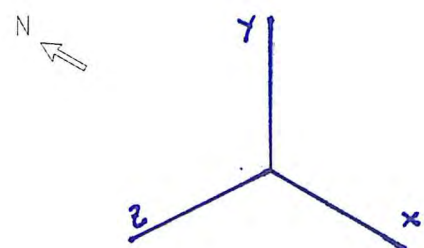
Nº SOPORTES: 2

ANALIZADO POR: BGG

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO				CONTRACT No:		
LINE NUMBER 42"-P147-1043-B1A2TN-P				JOB No:		
PLANT:	SECTION:	INDEX:	ISOMETRIC DWG:	TRAIN No:	REV.	
147	100	D	P-1471043	02		

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	5.6 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC



NODO 9100

$$\begin{aligned}\Delta x &= 12'638 \text{ mm} \\ \Delta y &= 7'971 \text{ mm} \\ \Delta z &= -9'105 \text{ mm} \\ F_x &= F_z = 0 \text{ kN} \\ F_y &= -116'692 \text{ kN}\end{aligned}$$

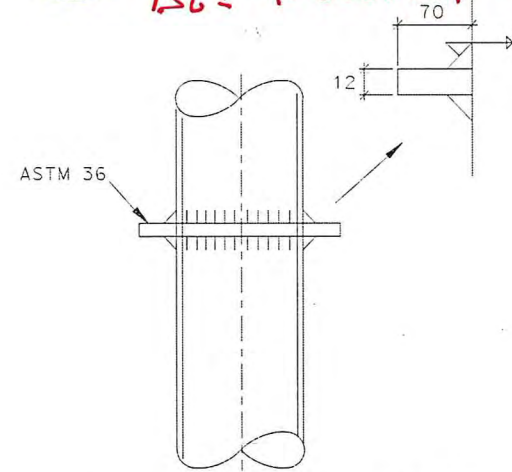
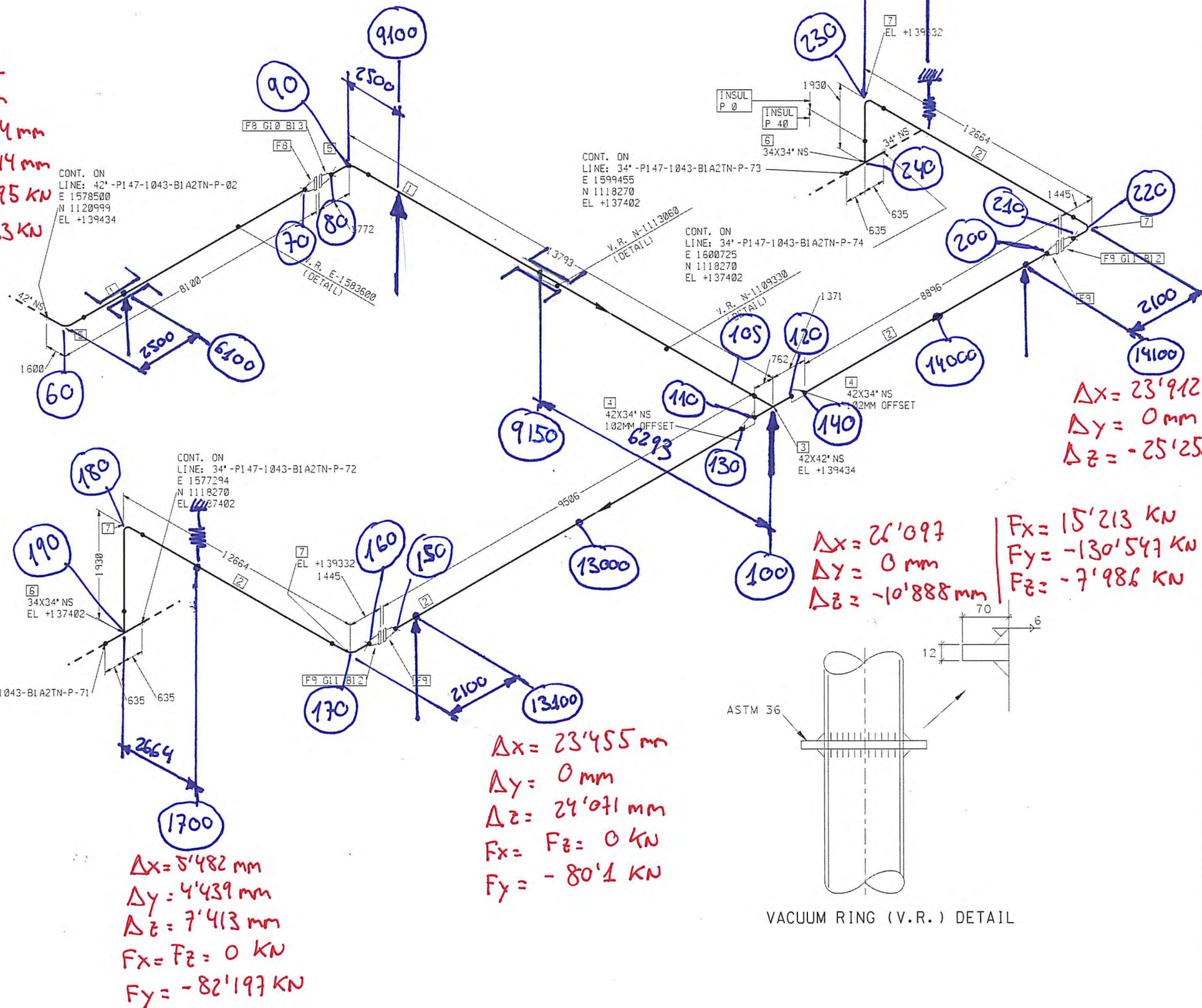
NODO 9150

$$\begin{aligned}\Delta x &= 18'144 \text{ mm} \\ \Delta y &= 2'529 \text{ mm} \\ \Delta z &= -9'277 \text{ mm} \\ F_x &= F_y = 0 \text{ kN} \\ F_z &= 40'234 \text{ kN}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta x &= 5'402 \text{ mm} \\ \Delta y &= 4'607 \text{ mm} \\ \Delta z &= -7'602 \text{ mm} \\ F_x &= F_z = 0 \text{ kN} \\ F_y &= -82'803 \text{ kN}\end{aligned}$$

NODO 6100

$$\begin{aligned}\Delta x &= -4 \text{ mm} \\ \Delta y &= 65'144 \text{ mm} \\ \Delta z &= 20'244 \text{ mm} \\ F_x &= -23'595 \text{ kN} \\ F_y &= -123'583 \text{ kN} \\ F_z &= 0 \text{ kN}\end{aligned}$$



VACUUM RING (V.R.) DETAIL

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	42	12542534	17811 MM
2	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	37639 MM
FITTINGS					
3	EQUAL TEE	90 DEG. A234-WPBW - - NACE + HIC BE	42X42	12560315	1
4	ECCENTRIC REDUCER	A234-WPBW - - NACE + HIC BE	42X34	12560105	2
5	90 ELBOW	LR A234-WPBW - - NACE + HIC BE	42	12560082	2
6	EQUAL TEE	90 DEG. A234-WPBW - - NACE + HIC BE	34X34	12560311	2
7	90 ELBOW	LR A234-WPBW - - NACE + HIC BE	34	12560078	4
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150	42	12478773	2
9	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150	34	12413149	4
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 150 BETW. FLG RF 4.5 MM	42	12102365	1
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 150 BETW. FLG RF 4.5 MM	34	12103953	2
BOLTS					
12	STD BOLT	2HY HX NUT A193 B7M/2HM	D: 1.1/2	11343808	64
13	STD BOLT	2HY HX NUT A193 B7M/2HM	D: 1.1/2	11343890	36

$$\begin{aligned}\Delta x &= 23'912 \text{ mm} \\ \Delta y &= 0 \text{ mm} \\ \Delta z &= -25'252 \text{ mm}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}F_x &= F_z = 0 \text{ kN} \\ F_y &= -79'897 \text{ kN}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta x &= 26'097 \text{ mm} \\ \Delta y &= 0 \text{ mm} \\ \Delta z &= -10'888 \text{ mm}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}F_x &= 15'213 \text{ kN} \\ F_y &= -130'547 \text{ kN} \\ F_z &= -7'986 \text{ kN}\end{aligned}$$

STRESS CAT.: II


Nº SOPORTES: 7

ANALIZADO POR: BGG

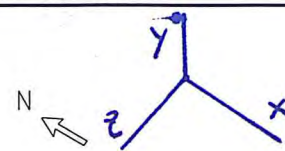
6

FILENAME: P-1471043-70.dgn
EXTRACTION DATE: 31-OCT-12
MODEL NUMBER: P14704802
ALL COORDINATES AND ELEVATIONS ARE REFERRED TO CENTER LINE (C.L.) OF PIPES

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	5.6 Kg/cm ²	0 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

REV.	DATE	DESCRIPTION			BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.	
REVISIONS									
 UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:			
						JOB No:			
LINE NUMBER 42"-P147-1043-B1A2TN-P									
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043			TRAIN No: 70		REV.	

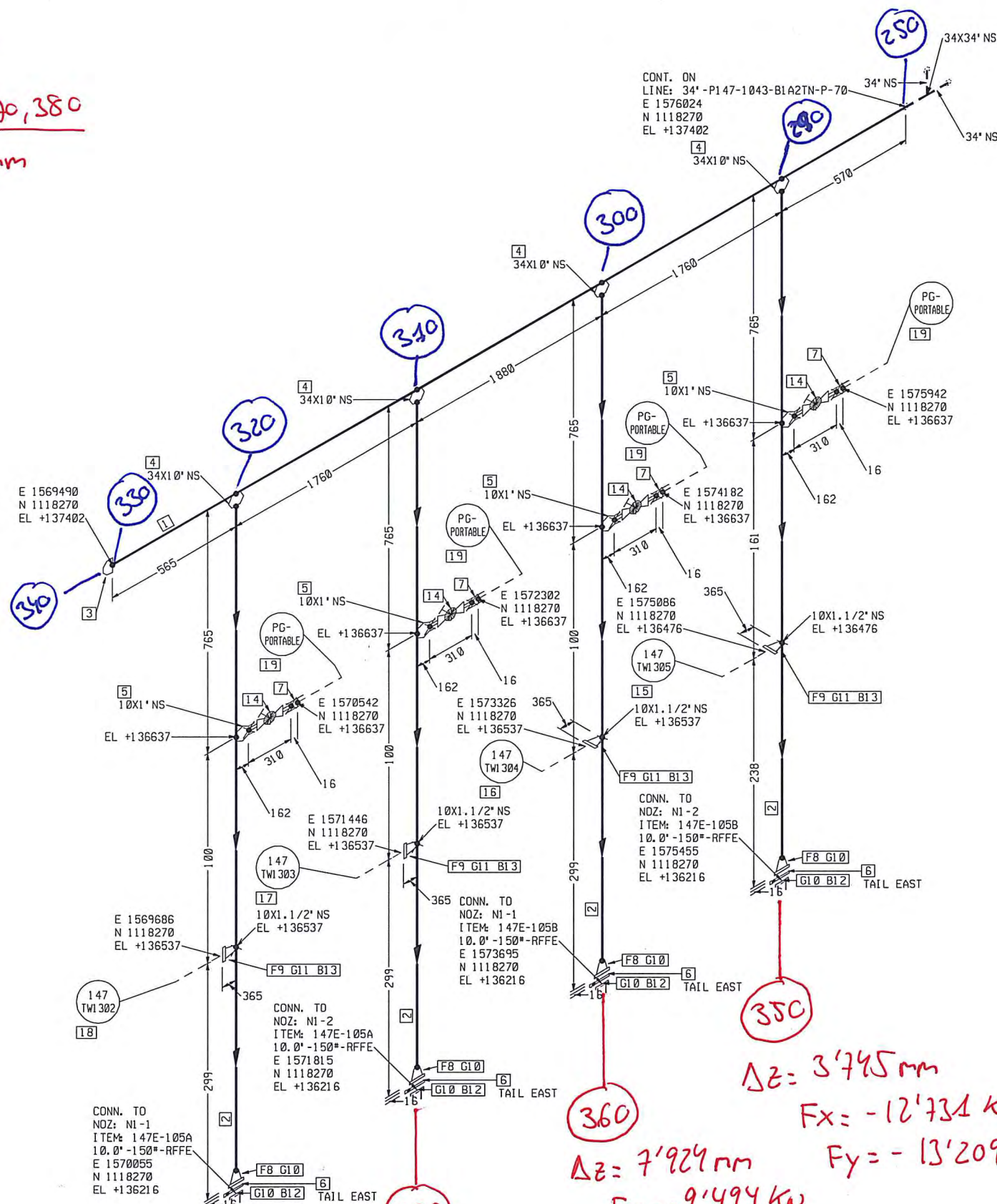
CAD FILE:



Nodos 350, 360, 370, 380

$$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$$

$$F_z = 0 \text{ kN}$$



$$\Delta z = 3'795 \text{ mm}$$

$$F_x = -12'731 \text{ kN}$$

$$F_y = -13'209 \text{ kN}$$

$$\Delta z = 7'929 \text{ mm}$$

$$F_x = -9'494 \text{ kN}$$

$$F_y = -17'653 \text{ kN}$$

$$\Delta z = 11'921 \text{ mm}$$

$$F_x = -4'741 \text{ kN}$$

$$F_y = -14'695 \text{ kN}$$

$$\Delta z = 14'444 \text{ mm}$$

$$F_x = -0'549 \text{ kN}$$

$$F_y = -14'064 \text{ kN}$$

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	6535 MM
2	PIPE	A106-B - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	2208 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
PT NO					
FITTINGS					
4	WELDOLET	A105 - - NACE - BW 34 IN. S-STD 10 IN. S-30	34X10	12609909	4
5	SOCKLOLET	A105 - - NACE 6000 SW 10 IN. 1 IN.	10X1	11808391	4
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - NACE 150 FF 10 IN.	10	11975135	4
7	FULL COUPLING	A105 - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	4
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150 RF - 10 IN. S-30	10	11949600	4
9	LONG WN FLANGE	A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	4
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150 BTW.FLG RF 4.5 MM 10 IN.	10	11490063	8
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 300 BTW.FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	4
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 7/8	7/8	1642075	48
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 3/4	3/4	1252125	16
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	4
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 305	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 304	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 303	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI 302	1
19	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	4

STRESS CAT: II

Nº SORTEES : 0

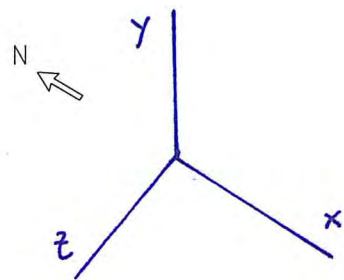
ANALIZADO POR: BGG

BGG

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P						JOB No:
PLANT:	SECTION:	INDEX:	ISOMETRIC DWG:	TRAIN No:	REV.	
147	100	D	P-1471043	71		

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	6.8 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC



ALL COORDINATES AND ELEVATIONS
ARE REFERRED TO CENTER LINE (C) OF PIPES

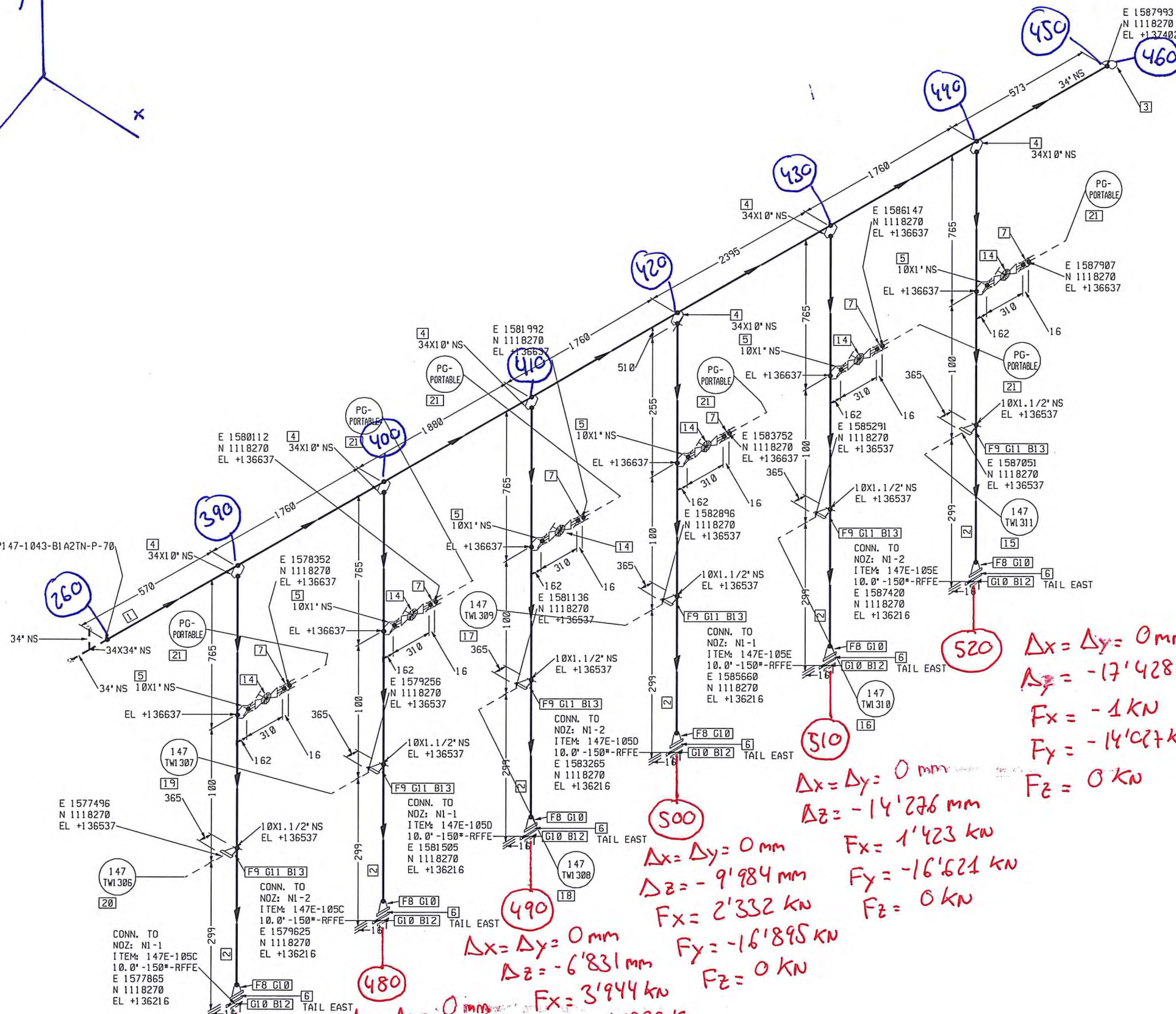
MODEL NUMBER: P1470A02

EXTRACTION DATE: 06-SEP-12

P-1471043-72.dgn

FILENAME:

CONT. ON
LINE: 34"-P147-1043-B1A2TN-P-70
E 1577294
N 1118270
EL +137402



$\Delta x = \Delta y = \Delta z = 0 \text{ mm}$
 $F_x = 9'267 \text{ KN}$
 $F_y = -9'282 \text{ KN}$
 $F_z = 27'537 \text{ KN}$

$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$
 $\Delta z = -3'462 \text{ mm}$
 $F_x = 6'869 \text{ KN}$
 $F_y = -13'854 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$
 $\Delta z = -6'831 \text{ mm}$
 $F_x = 3'944 \text{ KN}$
 $F_y = -14'872 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$
 $\Delta z = -9'984 \text{ mm}$
 $F_x = 2'332 \text{ KN}$
 $F_y = -16'895 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$
 $\Delta z = -14'276 \text{ mm}$
 $F_x = 1'423 \text{ KN}$
 $F_y = -16'621 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$
 $\Delta z = -17'428 \text{ mm}$
 $F_x = -1 \text{ KN}$
 $F_y = -14'027 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	10698 MM
2	PIPE	A106-B - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	3312 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
FITTINGS					
4	WELDOLET	A105 - - NACE - BW 34 IN. S-STD 10 IN. S-30	34X10	12609909	6
5	SOCKET	A105 - - NACE 6000 SW 10 IN. 10X1	10X1	11808391	6
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - NACE 150 FF 10 IN.	10	11975135	6
7	FULL COUPLING	A105 - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	6
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150 10 IN. S-30	10	11949600	6
9	LONG WN FLANGE	A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	6
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150 10 IN. S-30	10	11490063	12
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 300 BETW. FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	6
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 7/8	7/8	1642075	72
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 3/4	3/4	1252125	24
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	6
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI311	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI310	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI309	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI308	1
19	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI307	1
20	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI306	1
21	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	6

STRESS CAT: II

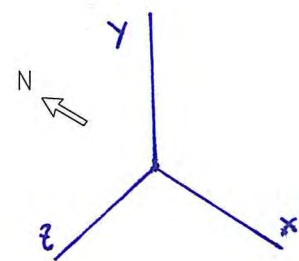
N° SOLUCIONES: 0

ANALIZADO POR: BGG

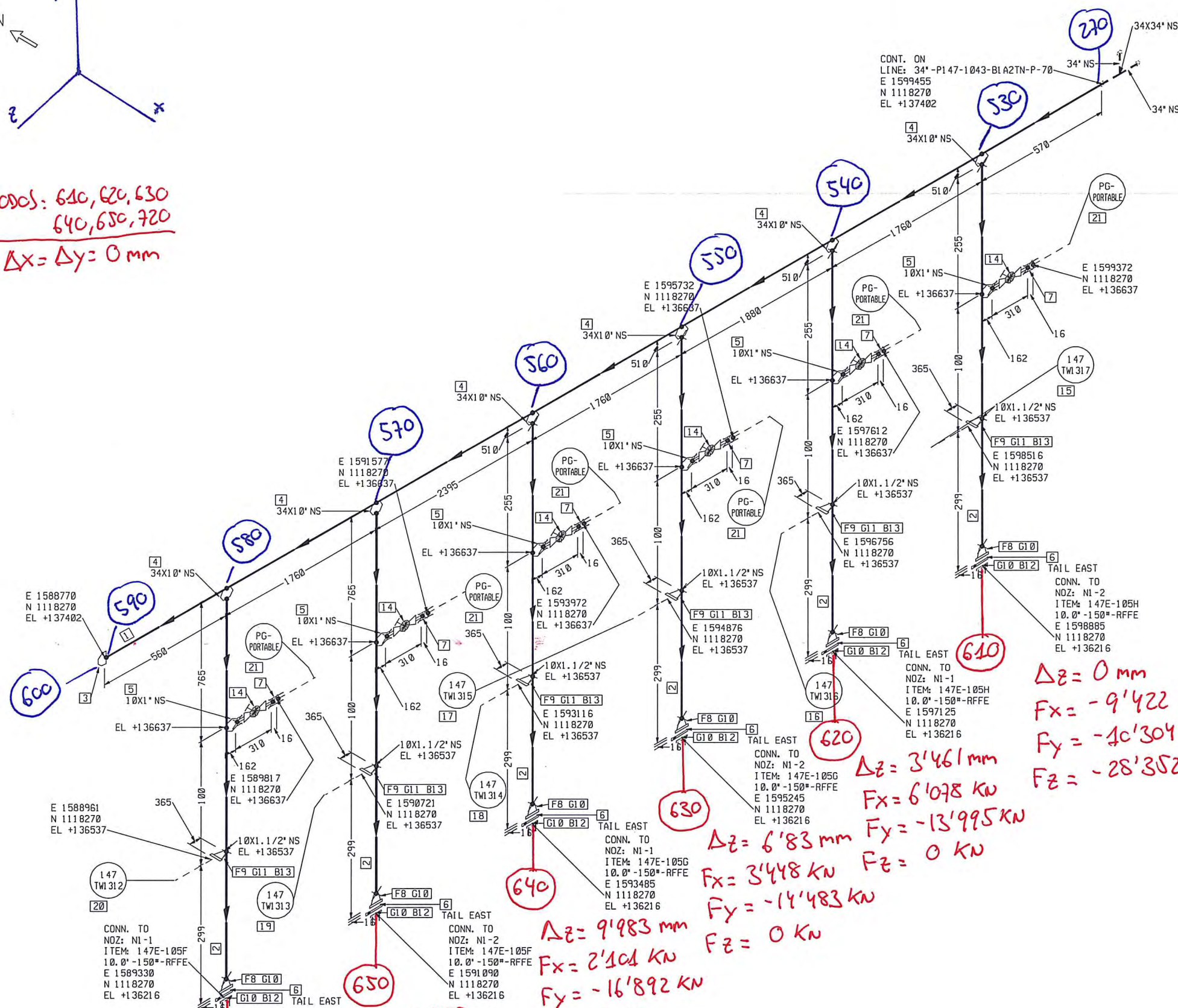
REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P						JOB No:
PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043	TRAIN No: 72	REV.	

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	6.8 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC



Nodos: 640, 620, 630
640, 650, 720
 $\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$



$\Delta z = 0 \text{ mm}$
 $F_x = -9'422 \text{ KN}$
 $F_y = -10'304 \text{ KN}$
 $F_z = -28'352 \text{ KN}$

$\Delta z = 3'461 \text{ mm}$
 $F_x = 6'078 \text{ KN}$
 $F_y = -13'995 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta z = 6'83 \text{ mm}$
 $F_x = 3'448 \text{ KN}$
 $F_y = -14'483 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta z = 9'983 \text{ mm}$
 $F_x = 2'104 \text{ KN}$
 $F_y = -16'892 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta z = 14'275 \text{ mm}$
 $F_x = 4'384 \text{ KN}$
 $F_y = -16'644 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

$\Delta z = 17'427 \text{ mm}$
 $F_x = -0'926 \text{ KN}$
 $F_y = -13'898 \text{ KN}$
 $F_z = 0 \text{ KN}$

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	10685 MM
2	PIPE	A106-B - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	3312 MM
3	FITTINGS	CAP A234-WPB - - NACE BW - 34 IN. S-STD	34	12413137	1
PT NO	FITTINGS	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
4	WELDOLET	A105 - - NACE - BW 34 IN. S-STD	34X10	12609909	6
5	SOCKET	A105 - - NACE 6000 SW 10 IN. 10X1	10X1	11808391	6
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - NACE 150 FF	10	11975135	6
7	FULL COUPLING	A105 - - NACE 6000 SW 1 IN.	1	11807893	6
8	FLANGES	WELDING NECK FLANGE A105 - - NACE 150 RF - 10 IN. S-30	10	11949600	6
9	LONG WN FLANGE	A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	6
10	GASKETS	SPIRAL WOUND GASKET 304/GRAPH. CS-CR 150	10	11490063	12
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 300 BETW. FLG RF 4.5 MM	1.1/2	192324	6
12	BOLTS	STD BOLT 2HY HX NUT A193 B7M/2HM D: 7/8	7/8	1642075	72
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 3/4	3/4	1252125	24
14	VALVES / IN-LINE ITEMS	GLOBE V. 2 NIPPLES A105 POST WELD HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	6
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TW1317	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TW1316	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TW1315	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TW1314	1
19	INSTRUMENT		1.1/2	147TW1313	1
20	INSTRUMENT		1.1/2	147TW1312	1
21	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	6

STRESS CAT: II

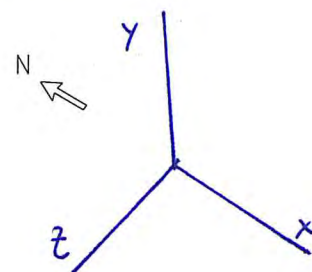
N° SOPORTES: 0

ANALIZADO POR: BGG

REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	STRESS SUPPORT	CHD.	APPR.
REVISIONS						
UNIVERSIDAD CARLOS III PROYECTO FIN DE GRADO						CONTRACT No:
LINE NUMBER 34"-P147-1043-B1A2TN-P						JOB No:
PLANT:	SECTION:	INDEX:	ISOMETRIC DWG:	TRAIN No:	REV.	
147	100	D	P-1471043	73		

CAD FILE:

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	6.8 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

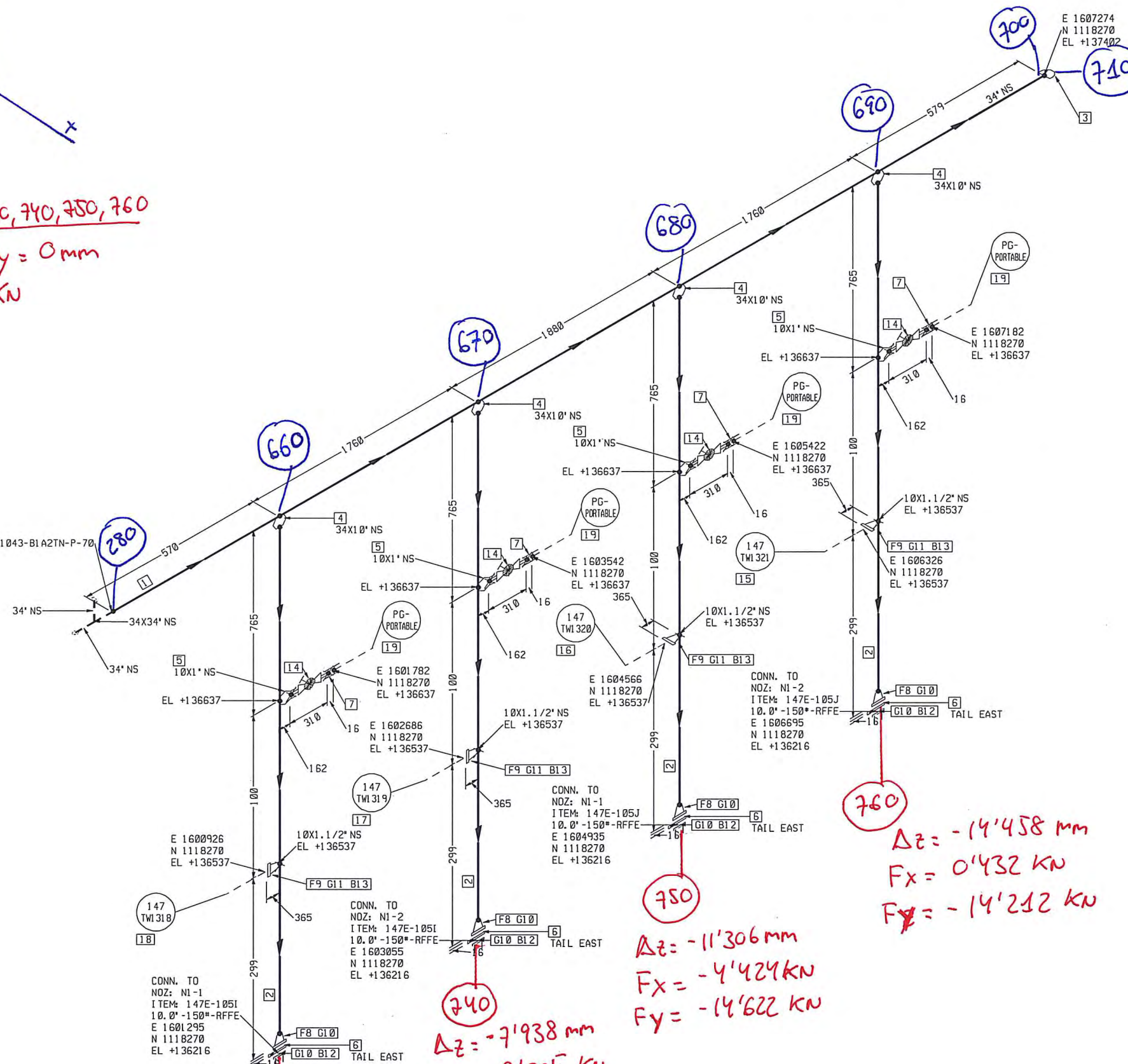


NOZCJ: 730, 740, 750, 760

$$\Delta x = \Delta y = 0 \text{ mm}$$

$$F_z = 0 \text{ KN}$$

CONT. ON
LINE: 34"-P147-1043-B1A2TN-P-70
E 1600725
N 1118270
EL +137402



STRESS CAT: II

N° SCORTES: 0

ANALIZADO POR: BGG

$$\Delta z = -14'458 \text{ mm}$$

$$F_x = 0'432 \text{ KN}$$

$$F_y = -14'212 \text{ KN}$$

$$\Delta z = -11'306 \text{ mm}$$

$$F_x = -4'424 \text{ KN}$$

$$F_y = -14'622 \text{ KN}$$

$$\Delta z = -7'938 \text{ mm}$$

$$F_x = -9'205 \text{ KN}$$

$$F_y = -15'257 \text{ KN}$$

$$\Delta z = -4'786 \text{ mm}$$

$$F_x = -13'424 \text{ KN}$$

$$F_y = -13'814 \text{ KN}$$

BILL OF MATERIALS

PT NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	N.S. (INS)	ITEM CODE	QTY
1	PIPE	A672-B65 CL. 22 - - NACE + HIC BE	34	12542530	6549 MM
2	PIPE	A106-B - - NACE BE 10 IN. S-30	10	12066798	2208 MM
FITTINGS					
3	CAP	A234-WPB - - NACE BW - 34 IN.	34	12413137	1
PT NO					
FITTINGS					
4	WELDOLET	A105 - - NACE - BW 34 IN.	34X10	12609909	4
5	SOCKLE	A105 - - NACE 6000 SW 10 IN.	10X1	11808391	4
6	SPECTACLE BLIND	A515-70 - NACE 150 FF	10	11975135	4
7	FULL COUPLING	A105 - - NACE 6000 SW 1	1	11807893	4
FLANGES					
8	WELDING NECK FLANGE	A105 - - NACE 150	10	11949600	4
9	LONG WN FLANGE	A105 - - NACE 300 RF - 1.5 IN. S-160	1.1/2	11963666	4
GASKETS					
10	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR 150	10	11490063	8
11	SPIRAL WOUND GASKET	304/GRAPH. CS-CR/304-IR 300 BETW. FLG RF 4.5 MM 1.5 IN.	1.1/2	192324	4
BOLTS					
12	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 7/8	7/8	1642075	48
13	STD BOLT 2HY HX NUT	A193 B7M/2HM D: 3/4	3/4	1252125	16
VALVES / IN-LINE ITEMS					
14	GLOBE V. 2 NIPPLES	A105 POST WELD. HEAT TREATMENT - NACE 800 WITH 2 NIPPLES PE N° 10 1 IN. S-160	1	12377860	4
INSTRUMENTS					
15	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI321	1
16	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI320	1
17	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI319	1
18	INSTRUMENT		1.1/2	147TWI318	1
19	INSTRUMENT		1	PG-PORTABLE	4

ALL COORDINATES AND ELEVATIONS ARE REFERRED TO CENTER LINE (CL) OF PIPES

MODEL NUMBER: P1470A802

EXTRACTION DATE: 06-SEP-12

P-1471043-74.dgn

FILENAME:

129 °C	0.8 Kg/cm ²	170 °C	3.5 Kg/cm ²	6.8 Kg/cm ²	40 MM	---	---
OPER. TEMP	OPER. PRESS.	DESIGN TEMP	DESIGN PRESS	TEST PRESS	INSULATION	PIPING PLANT DWG	SPEC

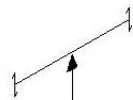
CAD FILE:

PLANT: 147	SECTION: 100	INDEX: D	ISOMETRIC DWG: P-1471043	TRAIN No: 74	REV.
------------	--------------	----------	--------------------------	--------------	------

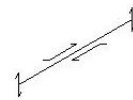
9.6 REPRESENTACIÓN DE RESTRICCIONES



ANCHOR
(Fully Restrained)



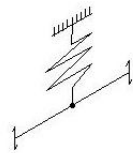
REST SUPPORT



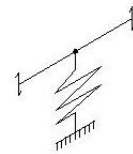
GUIDE ONLY
(No Support)



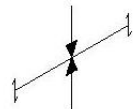
STOP ONLY
(No Support)



SPRING
(Hanger Type)



SPRING
(Pedestal Type)



SUPPORT &
HOLD-DOWN



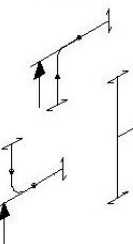
SUPPORT
& GUIDE



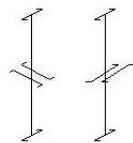
SUPPORT
& STOP



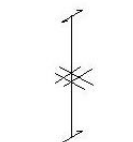
DOUBLE TRUNNION
& SUPPORT



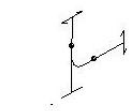
TRUNNION & SUPPORT



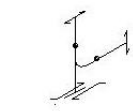
GUIDED
(One Direction)



GUIDED
(All Around)



BASE SUPPORT



BASE SUPPORT
(Guided)



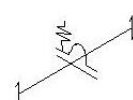
BASE SUPPORT
(Stopped)



BASE SUPPORT
(Guided all Around)



BASE SUPPORT
(Adjustable)



ANTIVIBRATION GUIDE